

UNIVERSITÀ DI PISA

FACOLTÀ DI INGEGNERIA

CORSO DI LAUREA SPECIALISTICA IN INGEGNERIA INFORMATICA

*TESI DI LAUREA SPECIALISTICA*

***Modello simulativo per  
l'analisi di dependability  
in infrastrutture elettriche***

Relatori:

Prof. Luca Simoncini

*Dipartimento di Ingegneria dell'Informazione*

Candidato:

Francesco Romani

Dott.ssa Felicita di Giandomenico

*ISTI-CNR*

Dott. Silvano Chiaradonna

*ISTI-CNR*

Anno Accademico 2005–2006

# Indice

<b>1</b>	<b>Introduzione</b>	<b>5</b>
1.1	Terminologia . . . . .	7
1.2	Performability e dependability . . . . .	8
1.2.1	Dependability . . . . .	9
1.2.2	Performability . . . . .	9
<b>2</b>	<b>Il sistema di produzione, trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica</b>	<b>11</b>
2.1	Visione generale e struttura complessiva . . . . .	11
2.2	Sistema di controllo . . . . .	13
2.3	Sistema di distribuzione . . . . .	14
2.4	Sistema di produzione . . . . .	14
2.5	Sistema di trasmissione . . . . .	16
2.5.1	Linee di conduzione . . . . .	17
2.5.2	Sottostazioni . . . . .	17
2.6	Tipologia di problemi e meccanismi di protezione . . . . .	18
2.6.1	Linee di conduzione . . . . .	18
2.6.2	Generatori . . . . .	19
2.7	Disturbi su grande scala . . . . .	20
2.8	Stabilità ed equilibrio . . . . .	22
2.9	Misure di interesse . . . . .	22
2.10	Studio del comportamento del sistema . . . . .	26
<b>3</b>	<b>Analisi e comparazione dei modelli esistenti</b>	<b>27</b>
3.1	Il modello Cascade . . . . .	28
3.1.1	Descrizione del modello . . . . .	28
3.1.2	Distribuzione del numero di fallimenti . . . . .	30
3.1.3	Risultati del modello . . . . .	30
3.2	Il modello OPA . . . . .	30
3.2.1	Descrizione del Modello . . . . .	31
3.2.2	Algoritmo OPA sulla scala dei tempi veloce . . . . .	32
3.2.3	Algoritmo OPA sulla scala dei tempi lenta . . . . .	34
3.2.4	Modellazione delle dinamiche SODS . . . . .	35

3.2.5	Distribuzione del numero di fallimenti . . . . .	36
3.2.6	Risultati del modello . . . . .	37
3.3	Comparazione tra CASCADE ed OPA . . . . .	37
3.4	Il modello di Nedic . . . . .	38
3.4.1	Descrizione e costruzione dell'albero degli eventi . . .	39
3.4.2	Procedura di simulazione . . . . .	41
3.4.3	Analisi dei risultati della simulazione . . . . .	42
3.5	Modellazione dei guasti nascosti (hidden failures) . . . . .	42
3.6	Comparazione dei modelli presentati . . . . .	43
<b>4</b>	<b>Descrizione del modello astratto EIDM1</b>	<b>45</b>
4.1	Struttura e divisione in componenti di EIDM1 . . . . .	45
4.1.1	Rappresentazione dello stato elettrico del sistema . . .	48
4.1.2	Variazione dello stato del sistema . . . . .	49
4.2	Elementi del sistema elettrico modellati . . . . .	50
4.3	Comportamento comune degli elementi modellati . . . . .	51
4.3.1	Stati di funzionamento . . . . .	51
4.3.2	Tempo al fallimento . . . . .	52
4.4	Comportamento degli elementi modellati . . . . .	53
4.4.1	Linee di conduzione . . . . .	54
4.4.2	Impianti di produzione . . . . .	55
4.4.3	Sottostazioni . . . . .	56
4.5	Interconnessione degli elementi . . . . .	58
4.6	Sistema di controllo . . . . .	59
4.6.1	Tempo di reazione del sistema di controllo . . . . .	61
4.7	Sistema di aggiornamento . . . . .	62
4.8	Comparazione di EIDM1 rispetto ad altri modelli disponibili	62
4.8.1	Comparazione con CASCADE . . . . .	63
4.8.2	Comparazione con OPA . . . . .	63
4.8.3	Comparazione con Nedic . . . . .	65
<b>5</b>	<b>Implementazione di EIDM1</b>	<b>66</b>
5.1	Interfaccia del simulatore . . . . .	67
5.1.1	Input ed Output del simulatore . . . . .	67
5.2	Funzionamento del simulatore . . . . .	69
5.3	Struttura generale del simulatore . . . . .	70
5.3.1	Interdipendenze tra i componenti . . . . .	72
5.4	Gestione degli Eventi . . . . .	73
5.4.1	Fasi di un evento . . . . .	74
5.4.2	Generazione, propagazione, ricezione degli eventi . . .	75
5.4.3	Accodamento degli eventi . . . . .	76
5.5	Gestione della Topologia . . . . .	76
5.5.1	Vincoli sulla rappresentazione . . . . .	77
5.5.2	Operazioni supportate . . . . .	77

5.5.3	Marcatatura del grafo . . . . .	79
5.6	Implementazione degli elementi del sistema . . . . .	80
5.6.1	Parametri degli elementi . . . . .	81
5.6.2	Comportamento generico degli elementi . . . . .	82
5.6.3	Comportamento specifico degli elementi . . . . .	83
5.6.4	Stato esterno di un elemento . . . . .	85
5.7	Controllore . . . . .	86
5.7.1	Ricezione eventi e raccolta informazioni . . . . .	87
5.7.2	Gestione delle condizioni di attivazione . . . . .	87
5.7.3	Riconfiguratori e determinazione del nuovo stato . . . . .	87
5.7.4	Riconfiguratore di base . . . . .	88
5.8	Sistema di aggiornamento . . . . .	89
5.8.1	Proprietà . . . . .	89
5.8.2	Azioni compiute . . . . .	91
5.8.3	Algoritmo di redistribuzione . . . . .	91
5.9	Calcolo delle misure di interesse . . . . .	94
5.10	Verifica del simulatore . . . . .	94
5.11	Codice del simulatore . . . . .	95
<b>6</b>	<b>Esempi di applicazioni</b>	<b>96</b>
6.1	Sistema minimo . . . . .	97
6.1.1	Parametri del sistema e condizioni iniziali . . . . .	97
6.1.2	Studio del sistema . . . . .	99
6.1.3	Risultati delle simulazioni . . . . .	100
6.2	Sistema a 23 nodi . . . . .	103
6.2.1	Parametri del sistema e condizioni iniziali . . . . .	103
6.2.2	Studio del sistema . . . . .	105
6.2.3	Risultati delle simulazioni . . . . .	107
<b>7</b>	<b>Conclusioni</b>	<b>116</b>
7.1	Sviluppi futuri . . . . .	118
<b>A</b>	<b>Prova di correttezza dell'algoritmo di aggiornamento</b>	<b>119</b>
<b>B</b>	<b>Specifica del formato dei file di configurazione</b>	<b>121</b>
B.1	Specifica degli elementi comuni dei file di configurazione . . . . .	121
B.2	Specifica del file di definizione degli elementi . . . . .	123
B.3	Specifica delle interconnessioni . . . . .	126
B.4	Specifica delle condizioni di attivazione del sistema di controllo	127
<b>C</b>	<b>Stato iniziale per l'esperimento sulla rete a 23 nodi</b>	<b>129</b>

# Capitolo 1

## Introduzione

Il sistema di produzione, trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica è uno degli esempi più significativi di sistemi complessi considerabili attualmente. Le caratteristiche proprie di tale sistema, lo rendono particolarmente arduo da studiare ed analizzare. A dispetto di questa difficoltà, tale sistema risulta particolarmente delicato e meritorio di attenzione a causa della sua importanza e pervasività in un qualsiasi contesto moderno. Infatti, la fornitura stabile e duratura di energia elettrica è considerata un prerequisito di base dato lo stile di vita moderno; questo prerequisito, qualora disatteso, crea disagi anche catastrofici nella popolazione.

Sfortunatamente, la rete di produzione e trasmissione dell'energia elettrica presenta forti aree di vulnerabilità. Questo si traduce in concreti rischi di eventi di blackout, che possono avere portata locale o nazionale, ma che producono invariabilmente effetti di rilevante gravità nelle aree colpite. Le cause dei blackout possono essere molteplici, spaziando da guasti dei componenti a sovraccarico degli stessi o eventi imprevedibili (fenomeni atmosferici, catastrofi naturali), ma la particolarità di queste è che, date certe caratteristiche della rete, guasti locali possono portare a fallimenti dell'intera rete con probabilità non trascurabile, e /sicuramente maggiore di quanto ci si potrebbe attendere data, appunto, la criticità del sistema stesso.

Nonostante gli sforzi profusi per rendere più affidabile il sistema, questo continua a mostrare aspetti di debolezza, data l'enorme complessità dello stesso in termini non solo propri, ovvero derivanti dalla sua struttura, ma anche dall'alto grado di interdipendenza tra il sistema in esame ed altri di complessità paragonabile cui è interconnesso. Non sono inoltre trascurabili né irrilevanti da questo punto di vista le notevoli pressioni di carattere sociale e politico oltre che tecnico, cui il sistema stesso è sottoposto, in termini di gestione e progettazione. Come conseguenza di questi fattori, si ha che i risultati in termini di analisi e comprensione delle dinamiche di questo sistema, e concretamente la capacità di prevenzione e controllo dei fenomeni

di blackout, sono ancora significativamente inferiori alle aspettative. Si deve inoltre considerare che l'eventualità di un blackout si rivela addirittura più critica che in passato, considerando la maggiore, e crescente, pervasività delle apparecchiature elettriche nella società e la maggiore dipendenza da esse. Diventa quindi particolarmente importante studiare le cause dei guasti, la loro portata sulla rete e le possibili evoluzioni delle perturbazioni introdotte, così come diventa importante studiare l'andamento globale della rete per individuare le possibili condizioni che rivelano il raggiungimento di punti critici, che aumentano il rischio di fallimento totale.

Le interdipendenze sono uno degli aspetti salienti del sistema di produzione, trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica che, come anticipato, rendono ardua l'analisi e lo studio di detto sistema. Le interdipendenze si manifestano in un modo assolutamente pervasivo e a più livelli nel sistema in esame. Si possono distinguere interdipendenze dirette, ad esempio tra sistema di controllo e sistema di produzione, o tra sistema di controllo e sistema di distribuzione, ma sono critiche anche interdipendenze indirette, meno immediate da percepire, come le summenzionate questioni di gestione e politico/sociali. Le esperienze di USA e Canada sono in questo senso particolarmente significative, considerando i fenomeni di blackout del 2003 sulla costa Est o quelli avvenuti in California.

Il lavoro qui presentato si propone di integrare gli aspetti più interessanti dei modelli simulativi esistenti, e di offrire un ulteriore modello integrato, per l'analisi dei disturbi nel sistema elettrico, con orientamento sugli aspetti di performability. Il modello proposto prende il nome di **EIDM1** (*Electric Infrastructure Dependability Model 1*), e sarà riferito mediante questo acronimo nel resto del documento. La realizzazione comprende un sottomodello specializzato per studiare l'evoluzione dei singoli elementi presenti nel sistema, e un componente di gestione degli eventi per modellare le interazioni tra di essi e le transizioni di stato. Nei limiti delle ipotesi di lavoro adottate, è stata riservata particolare cura nel rendere il modello il più parametrico possibile, al fine di poter valutare una casistica di scenari differenti, effettuando analisi di sensitività e di poter valutare agevolmente i risultati ottenuti. La struttura della rete elettrica considerata come base di studio è prevalentemente quella italiana, ma il modello EIDM1 è stato sviluppato in modo indipendente dal singolo caso applicativo e non si basa su particolari ipotesi relativamente alla struttura della rete da riprodurre. Il fine è quello di studiare la diversa risposta del sistema, così come i rapporti di causalità e temporali tra i guasti, oltre che la gravità dell'errore indotto da essi. Si è preferito il compromesso di una minor accuratezza di riproduzione del comportamento dei singoli elementi, in modo da poter riprodurre il comportamento di reti di trasmissione di dimensione come minimo nazionale, sulla base dei dati disponibili riguardanti la struttura di queste. Il modello EIDM1 può anche essere facilmente adattato per la valutazione di aspetti

di reciproca influenza tra sistema controllante e controllato, con particolare riferimento a fenomeni di fallimento in scalata.

Le applicazioni del modello EIDM1 proposto sono intenzionalmente in parte sovrapponibili con quelle dei modelli esistenti; i casi d'uso previsti riguardano lo studio della reazione della rete in seguito ad un guasto o a partire da uno stato noto, oltre che lo studio dell'efficacia del sistema di controllo su periodi temporali lunghi.

## 1.1 Terminologia

In questo documento si utilizzeranno le definizioni proposte da Avizienis et al. in [2] per quanto riguarda i concetti propri del settore della dependability/performability e analisi dei guasti. Si riportano brevemente tali definizioni, rimandando a [2] e alla letteratura dedicata per approfondimenti. Nel richiamare le suddette definizioni si omette, in questa sezione, di collocarle nel quadro specifico del sistema in esame. Tale collocazione verrà effettuata nel seguito del documento, come parte della descrizione del sistema in analisi.

Riepilogo della terminologia utilizzata:

- **Sistema (System):**  
insieme logicamente correlato di entità che collaborano.
- **Funzione del sistema (Function):**  
insieme di attività che il sistema è supposto svolgere.
- **Comportamento del sistema (Behaviour):**  
modalità con cui il sistema svolge la sua funzione.
- **Servizio (Service):**  
comportamento del sistema così come percepito dagli utenti.
- **Utente (User):**  
qualunque utilizzatore del servizio del sistema, compresi ulteriori sistemi.
- **Indisponibilità di Servizio (Service Outage):**  
periodo temporale durante il quale il sistema in esame fornisce un servizio *non corretto* (in base alle *specifiche* del suddetto). In altre parole, periodo temporale in cui si ha un fallimento.
- **Errore (Error):**  
divergenza tra servizio fornito e servizio corretto. Si possono classificare gli errori in base all'entità della divergenza registrata.

- **Fallimento (Service Failure o semplicemente Failure):**  
si intende un particolare evento per cui il servizio fornito devia dal servizio corretto.
- **Ripristino del Servizio (Service Restoration):**  
evento simmetrico rispetto al fallimento, in cui si corregge l'errore.
- **Difetto (Fault):**  
causa di un errore.

Si possono distinguere alcuni tipi di difetti di particolare interesse per il caso in esame, estraendo un sottoinsieme da quanto presentato in [2]:

- **Interno/Esterno:**  
un difetto è *interno* quando ha origine all'interno del sistema considerato; viceversa, è *esterno*.
- **Permanente/Transiente:**  
un difetto è *permanente* quando, dal momento dell'occorrenza, si assume che esso rimanga presente, continuativamente, per tutto l'arco di tempo considerato; viceversa, se un difetto ha luogo per un periodo limitato di tempo, si definisce *transiente*.

Ai fini dello studio qui presentato, si introducono alcuni ulteriori termini, che saranno utilizzati nel seguito del documento. Si tratta di specializzazioni di concetti già espressi in [2] e comunque nella letteratura dedicata, non di novità, utili per la discussione degli specifici aspetti qui descritti.

Si distingue ulteriormente un difetto distinguendo tra difetti **Diretti e Indiretti**. Un difetto viene chiamato diretto quando coincide con la causa di una successiva catena di difetti o, in altre parole, quando si stabilisce che l'emergere di uno o più difetti è riconducibile al precedente manifestarsi di un altro. Parallelamente, un difetto Indiretto è chiamato tale quando si verifica che la sua insorgenza in una particolare condizione è chiaramente riconducibile all'insorgere di un precedente difetto.

Si identifica con il termine **Guasto** l'inattesa indisponibilità di un componente del sistema di produzione e trasmissione dell'energia elettrica, spaziando dall'indisponibilità di un singolo componente atomico (ad esempio un conduttore) sino ad aggregati di componenti stessi.

## 1.2 Performability e dependability

Si introducono adesso i concetti di performability, dependability e fault tree che saranno utilizzati nel resto del documento. La trattazione qui proposta è sintetica e si limita agli aspetti presi in considerazione in questo documento. Si veda [2] e relative citazioni per ulteriori dettagli.



### 1.2.1 Dependability

La **dependability** di un dato sistema è *la capacità dello stesso di evitare fallimenti più gravi o più frequenti di quanto è accettabile*. L'accettabilità della gravità e frequenza dei fallimenti dipende dallo specifico caso di applicazione. La dependability di un sistema influenza il grado di confidenza (dependence) dello stesso. Considerando un sistema A che utilizza i servizi di un sistema B, la dipendenza di A da B indica il grado con cui la dependability di A è influenzata da quella di B. Il caso delle infrastrutture elettriche è altamente delicato perchè da parte di tali infrastrutture è richiesto un elevato grado di dependability, in quanto la *dipendenza* della società su di esse è molto elevato, come anche l'esperienza quotidiana suggerisce. Il concetto di dependability riassume alcuni attributi:

- *disponibilità (availability)*:  
capacità di fornire nei tempi previsti il corretto servizio.
- *robustezza (reliability)*:  
capacità di fornire continuativamente il corretto servizio.
- *sicurezza (safety)*:  
assenza di conseguenze catastrofiche in caso di fallimenti per gli utenti o l'ambiente.
- *integrità (integrity)*:  
assenza di alterazioni improprie del sistema.
- *manutenibilità (maintenability)*:  
capacità di sopportare manutenzione e riparazioni.

### 1.2.2 Performability

La **performability** di un dato sistema è una misura del suo comportamento quando questo si trova in uno stato degradato. Nel caso di sistemi *resistenti al guasto* (fault-tolerant) si richiede una maggiore granularità rispetto alla distinzione di base tra sistema funzionante/non funzionante al fine di valutarne il comportamento. Infatti, nel caso di sistemi resistenti al guasto, si osserva un *degrado* delle prestazioni del sistema, dipendente dagli specifici guasti occorsi e dallo stato del sistema. Il sistema continua comunque ad erogare il servizio, pur in presenza di prestazioni degradate.

Il metodo adottato per misurare le prestazioni consiste nell'assegnare un punteggio (reward) per ogni istante di tempo in cui esso eroga il servizio, in proporzione alla prestazione erogata nell'intervallo di tempo considerato.

Quantitativamente, una formulazione può essere:

$$\int_t^{t'} r(S(x))dx$$

Dove  $t$  e  $t'$  sono gli estremi dell'intervallo di tempo considerato,  $x$  rappresenta l'istante di tempo, la funzione  $S()$  indica lo stato del sistema comprendendo il numero di guasti ad un dato istante di tempo, mentre la funzione  $r()$  fornisce il punteggio associato allo stato del sistema.

## Capitolo 2

# Il sistema di produzione, trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica

Si descrivono in questa sezione gli aspetti salienti del Sistema di Produzione, Trasmissione e Distribuzione dell'Energia elettrica (abbreviato in SPTDE d'ora in avanti) così come conosciuti mediante la documentazione disponibile.

Il SPTDE presenta una notevolissima complessità sia in termini di struttura dello stesso sia in termini di relazioni tra le parti, evoluzione del medesimo e anche in termini dei fenomeni fisici sottostanti. La descrizione seguente comprenderà quindi approssimazioni e semplificazioni della realtà, al fine di contenere la complessità e la dimensione della medesima entro limiti di maneggevolezza.

La descrizione si concentra prevalentemente sulle caratteristiche del sistema di trasmissione, dato che è l'argomento principale di interesse del presente lavoro.

La tabella (si veda sezione 2) riassume il significato degli acronimi utilizzati in questa e nelle successive sezioni.

### 2.1 Visione generale e struttura complessiva

Il SPTDE può essere diviso, nei suoi sottosistemi atti alla produzione, alla trasmissione e alla distribuzione dell'energia. Oltre a questi sottosistemi, se ne individua un ulteriore non di tipo elettrico ma di tipo gestionale/informatico, ovvero il sistema di controllo.

Quest'ultimo ha compiti di gestione, ottimizzazione e riconfigurazione in seguito a guasto per quanto riguarda i componenti elettrici veri e propri. Ogni

<b>acronimo</b>	<b>significato</b>
SPTDE	Sistema di Produzione, Trasmissione e Distribuzione dell'Energia Elettrica
SPEE	Sistema di Produzione dell'Energia Elettrica
STEE	Sistema di Trasmissione dell'Energia Elettrica
SDEE	Sistema di Distribuzione dell'Energia Elettrica
SP	Sistema di Protezione dell'infrastruttura elettrica (incorporato negli specifici componenti)
SC	Sistema di Controllo dell'infrastruttura elettrica

Tabella 2.1: riepilogo degli acronimi utilizzati nella sezione e nel resto del documento.

sottosistema elettrico ha un suo specifico sistema di controllo, i quali a loro volta sottostanno ad un sistema di controllo centrale che coordina l'intero sistema.

Con il sistema di produzione, si identificano non solo tutti gli impianti disposti sul territorio servito dal SPTDE, ma anche quelle fonti ulteriori esterne quali, se esistenti, interconnessioni con altri SPTDE al fine di importare energia elettrica. In effetti, nei casi meglio documentati, quali quello europeo e nordamericano, si nota che i vari SPTDE sono sempre fortemente interconnessi tra loro a formare quello che può essere visto come un singolo supersistema di maggiori dimensioni, e di molto maggiore complessità.

Il sistema di trasmissione è composto da linee di conduzione e sottostazioni di interconnessioni operanti in alta tensione; costituisce la struttura portante del SPTDE, trasportando l'energia elettrica a grande distanza e interconnettendo il sistema di produzione con quello di distribuzione. Sebbene la struttura sia relativamente semplice, ben approssimabile come un grafo magliato, il sistema di trasmissione riveste un ruolo chiave perchè un guasto in quest'ultimo può ripercuotersi potenzialmente su una grande porzione di SPTDE. Il sistema di distribuzione è costituito da sottostazioni di trasformazioni e linee di conduzione operanti in bassa tensione; interconnette il sistema di trasmissione con i clienti finali, tipicamente privati. Il sistema di distribuzione presenta per sua natura una struttura capillare sul territorio ma presenta una certa regolarità strutturale. Limitando l'analisi di un SPTDE a livello nazionale, o anche regionale, si riscontra un'analogia forte interconnettività tra i tre sottosistemi precedentemente menzionati, a loro volta interconnessi con il sistema di controllo. In effetti, ognuno dei tre sottosistemi non può funzionare senza gli altri due; la distinzione tra essi avviene non solo in virtù delle caratteristiche proprie degli stessi, ma anche delle diverse vulnerabilità (in ottica di valutazione di dependability e/o performability) di questi, come sarà spiegato più estesamente nel seguito (si veda sezione 2.6).

## 2.2 Sistema di controllo

Il Sistema di Controllo (SC) si occupa di gestire e coordinare il comportamento del sistema elettrico propriamente detto, in termini cioè di ripartizione della produzione sugli impianti attivi, o ripartizione dei flussi elettrici sulle linee di conduzione. Il SC si distingue chiaramente dal resto del SPTDE perchè non si tratta di un componente di natura elettrica, bensì di natura gestionale/informatica operante ad un livello logico superiore rispetto al sistema elettrico vero e proprio. Ogni sottosistema del SPTDE (ad esempio trasmissione e produzione) è controllato da una specifica porzione del SC, e sono anche possibili vari livelli di controllo; In ogni caso, il SPTDE può erogare il suo servizio anche in assenza di SC, o, più probabilmente, con un SC molto primitivo, ad esempio un SC non informatizzato. Lo scopo del SC è infatti quello di migliorare le prestazioni del SPTDE nel suo complesso ottimizzando le risorse o minimizzando gli effetti di eventuali disturbi.

Nel complesso, il SC ha quindi un duplice ruolo di azione proattiva, per la gestione delle risorse e reattiva, per la minimizzazione dell'effetto dei disturbi. Quest'ultimo aspetto si traduce in pratica nella riconfigurazione del sistema elettrico a seguito di guasti. Si è interessati prevalentemente a quest'ultimo aspetto del SC, in particolare alle modalità di riconfigurazione del STEE e in misura minore del SPEE.

Considerando le politiche di riconfigurazione del sistema, è importante notare che le decisioni prese dai vari livelli di SC non si basano solamente su fattori di natura tecnica quali, ad esempio, portata e carico dei conduttori piuttosto che degli impianti produttivi, ma anche su indicatori economici quali il costo effettivo di trasporto o di produzione dell'energia elettrica in determinate circostanze.

Inoltre, il SC può essere condizionato nel suo funzionamento anche da altri aspetti, nuovamente non tecnici. Un esempio rilevante in questo contesto riguarda la presenza di più operatori nel settore energetico; il settore dell'energia è liberalizzato in gran parte dei paesi sviluppati, e vede quindi la presenza di più operatori cooperanti. Questo aspetto complica in modo rilevante la gestione della rete nel suo complesso, perchè si ha la necessità di controllare più enti indipendenti; l'azione di coordinamento viene comunque svolta dal centro di controllo nazionale (GRTN nel caso italiano), ma le interazioni tra le parti sono prevedibilmente più complesse rispetto al caso di un SPTDE interamente gestito da un'unica entità (lo Stato).

Come conseguenza dei punti succitati si può quindi presupporre che una nuova riconfigurazione determinata dal centro di controllo **non** è, generalmente, quella migliore dal punto di vista della sicurezza del sistema, in termini di ampiezza dei margini operativi rimasti, bensì un compromesso tra le esigenze economiche e quelle tecniche. È tuttavia lecito attendersi che

in situazioni di riconosciuto pericolo per l'integrità del SPTDE le motivazioni di carattere economico possano momentaneamente essere accantonate, ma informazioni precise in tal senso non sono disponibili al momento della stesura di questo documento.

## 2.3 Sistema di distribuzione

Il sistema di distribuzione dell'energia elettrica (SDEE) è quell'insieme di apparati che opera in media (dell'ordine del migliaio o della decina di migliaia di Volt) e bassa (dell'ordine del migliaio o delle centinaia di Volt) tensione al fine di distribuire effettivamente l'energia elettrica agli utenti finale, in massima parte di tipo residenziale. Per sua natura, dovendo connettere un vastissimo numero di punti, la rete di distribuzione ha una struttura molto ramificata e capillarmente distribuita sul territorio, sebbene presenti una certa regolarità. Il principio di funzionamento è molto simile al STEE, ma la struttura di base è diversa. Considerando la conformazione della rete e delle interconnessioni, si nota una distribuzione su base radiale, con le interconnessioni che si dipartono da un centro comune ed uno sviluppo per livelli. La struttura di base del SDEE si può dunque considerare come una foresta di alberi congiunti, nella radice, con il STEE mediante la rete di interconnessione. La sua particolare struttura, ma anche la sua pervasività, rende assai arduo analizzare il SDEE nel dettaglio, data la mole di elementi coinvolti. Inoltre, per le cause summenzionate, è più probabile che un guasto localizzato nel SDEE affligga un numero relativamente piccolo di utenza, e che sia quindi più limitato in estensione.

Per queste ragioni, l'analisi del SDEE è solitamente tralasciata od effettuata ad un livello di dettaglio generalmente scarso.

## 2.4 Sistema di produzione

Il sistema di produzione comprende tutti quegli impianti necessari a trasformare energia di vario genere (termica, chimica, termica, ...) in energia elettrica. Nel caso italiano, gli impianti sono quasi esclusivamente di tipo termoelettrico e idroelettrico.

Data la molto minore diffusione di impianti in corrente continua, non ci si soffermerà sulla descrizione di questi nella presente sezione; ovviamente, tutte le peculiarità e le problematiche che saranno esposte, di sincronizzazione in primo luogo, non si applicheranno a questa tipologia di impianti.

Considerando impianti di produzione in corrente alternata, si ha solitamente una generazione con metodo trifase per ragioni di riduzione delle dispersioni e per motivi di convenienza degli impianti; la frequenza, in tal caso, è nel caso italiano di 50 Hz. Gli scompensi subiti dai generatori dovuti a variazio-

ni della frequenza della corrente, o comunque relativi agli squilibri rilevati ricoprono un ruolo importante nei fenomeni di disturbo su larga scala, e si rivelano quindi un aspetto particolarmente delicato (si veda in seguito e 2.6.2, 2.7).

Il nucleo degli impianti è il generatore vero e proprio, ovvero *l'alternatore*. Il funzionamento di tali macchine, comprendendo i fenomeni fisici coinvolti, si rivela di notevole complessità. In prima approssimazione, si può considerare un alternatore come composto di una parte fissa (statore) e di una in movimento (rotore); quest'ultima è messa in movimento mediante energia meccanica (ottenuta, solitamente, grazie a l'azione di una turbina). Il movimento del rotore provoca, grazie all'induzione elettromagnetica, la nascita della forza elettromotrice nei circuiti dello statore; la conseguente circolazione di corrente causa l'erogazione dell'energia elettrica. In certe circostanze, un alternatore può funzionare anche da motore operando la trasformazione inversa, da energia elettrica ad energia meccanica.

La regolazione della potenza elettrica generata è un compito complesso e delicato; in primo luogo, la regolazione coinvolge una varietà di parametri a livello di singolo alternatore. Ad esempio:

- controllo della coppia erogata (dalla turbina o equivalente) al rotore, che determina l'intensità della corrente di uscita.
- controllo della velocità di rotazione del generatore, che determina la frequenza della corrente emessa.
- controllo dell'eccitazione dell'alternatore, che determina l'ampiezza della tensione di uscita.

Inoltre, in aggiunta alle regolazioni da fare a livello di singolo generatore, è necessario operare un controllo di fase. Si deve cioè operare in modo che l'angolo di sfasamento tra i fasori che rappresentano la tensione ai morsetti dei generatori rimanga costante nel tempo. Variazioni di tale angolo di fase creano perturbazioni su larga scala e, potenzialmente, di notevole impatto. (si veda sezione 2.7).

Altra questione critica riguarda la frequenza della corrente elettrica sulla rete, che deve rimanere all'interno di un intervallo ben preciso e dall'ampiezza limitata. In Italia, ad esempio, si ha una tolleranza su tale intervallo pari al 5%. La frequenza, però non è determinata solo dalle regolazioni operate sugli alternatori precedentemente accennate, ma anche dal bilanciamento tra potenza generata e potenza consumata. Tale relazione può essere rappresentata in caso di squilibrio dalla seguente relazione:

$$\frac{df}{dt} = \frac{f_0}{T_m} \frac{\Delta p}{P_m}$$

dove si ha

$\Delta p$  differenza tra potenza generata e potenza assorbita dal carico;

$f_0$  frequenza media della rete prima di uno squilibrio;  
 $P_m, T_m$  costanti positive dipendenti dalla struttura della rete;

In conseguenza della formula suddetta si ha che, chiamando  $p_a$  la potenza assorbita dalla rete in un dato istante e  $p_g$  la potenza generata nello stesso istante (avendo quindi  $\Delta p = p_g - p_a$ ):

- $p_g < p_a, \Delta p < 0$ : la frequenza di rete **diminuisce**.
- $p_g > p_a, \Delta p > 0$ : la frequenza di rete **aumenta**.

Appare quindi chiaro l'importanza di mantenere il più possibile il bilanciamento tra  $p_a$  e  $p_g$ . Si nota in particolare che se  $p_a > p_g$  i generatori tendono a perdere velocità di rotazione nel tentativo di soddisfare la richiesta. Questo fenomeno può portare al danneggiamento degli impianti o, più frequentemente, all'intervento del sistema di protezione dell'impianto stesso al fine di evitare il suddetto danneggiamento.

## 2.5 Sistema di trasmissione

Il sistema di trasmissione dell'energia elettrica (STEE) è quell'insieme di apparati, principalmente conduttori, sottostazioni di raccordo e trasformatori, che costituisce l'ossatura del SPTDE. In termini operativi, il STEE raccorda il SPEE con il sistema di distribuzione, permettendo la consegna dell'energia elettrica ai clienti finali. Per ragioni di limitazione delle dispersioni, il STEE opera in alta tensione (380KV-220KV nel caso italiano), con tratte a tensione inferiore (132 KV nel caso italiano) a formare una rete di interconnessione con il sistema di distribuzione. In effetti, data la struttura del sistema, la distinzione tra STEE vero e proprio e rete di interconnessione è effettuata più in base alla tensione di esercizio che in base alla struttura dello stesso, data l'incerta classificazione. Non tutti i clienti sono connessi attraverso la rete di distribuzione; i maggiori consumatori ricevono energia direttamente dal STEE senza passaggi intermedi.

La topologia del STEE è uno degli aspetti di maggiore interesse. In primo luogo, la configurazione del STEE è controllata da un gestore (GRTN nel caso italiano), che provvede alle opportune riconfigurazioni modificando la topologia della rete in base alle necessità, come ad esempio l'indisponibilità di certi apparati. Si può dunque considerare la topologia del STEE come variabile nel tempo, entro certi limiti imposti dalle caratteristiche fisiche e dalle condizioni operative degli apparati.

Osservando la struttura di un STEE, lo si può astrarre in un **grafo magliato** in cui i nodi rappresentano o impianti di produzione (ovvero elementi del SPEE), oppure sottostazioni di raccordo (ovvero connessioni con il sistema di distribuzione). La struttura a grafo magliato riflette una precisa scelta costruttiva, in modo da rendere la rete di trasmissione più robusta rispetto



alla perdita di uno o più componenti della medesima, grazie alla possibilità di avere cammini multipli tra due nodi.

La possibilità di cammini multipli così come la possibilità di riconfigurare la topologia del STEE in base alle contingenze, ma anche la struttura fisica dei componenti, indica che il grafo rappresentante un STEE *non* è orientato; si può stabilire un verso degli archi in base alla direzione di scorrimento della corrente elettrica nelle linee corrispondenti, ma si tratta di una classificazione a posteriori. Non si può dunque stabilire in base alle informazioni disponibili se la corrente in una determinata linea sta scorrendo secondo verso o contro verso, limitandosi a poter verificare se il verso della corrente *è cambiato rispetto alla precedente configurazione*. Questo fatto viene rimarcato a causa delle sue conseguenze sulla successiva fase di analisi, ma non crea significativi problemi al STEE in se. Tuttavia, l'inversione di direzione di scorrimento su una particolare linea non è una condizione particolarmente desiderabile, sebbene possibile, a causa delle conseguenze che questo fenomeno può portare sui componenti fisici del conduttore e sugli elementi di raccordo.

Si passa ad esaminare in maggior dettaglio i due componenti principali del STEE.

### 2.5.1 Linee di conduzione

Le linee di conduzione sono gli elementi che connettono fisicamente gli altri componenti connessi al sistema di trasmissione quali impianti produttivi o sottostazioni. Le linee di conduzione vere e proprie sono solitamente composte da opportuni cavi di materiale conduttore (rame) rinforzate da un'anima di materiale meccanicamente più robusto (acciaio). Se l'energia elettrica è prodotta, come solitamente avviene, in metodo trifase, ogni linea di conduzione è formato effettivamente da tre conduttori, uno per ogni fase.

Le linee possono essere interrate, ovvero avvolte di materiale isolate e, appunto, stese in apposite sedi interrate, oppure aeree, sospese mediante uso di piloni di sostegno. La maggior parte delle linee effettivamente dislocate è di tipo aereo, anche per ragioni di costo. In questo caso, le linee risultano maggiormente esposte a fenomeni di disturbo quali influenza degli agenti atmosferici, urti con corpi estranei o caduta di fulmini, fatto quest'ultimo che la particolare struttura delle linee di conduzione rende particolarmente dannoso. Per prevenire questi incidenti si predispongono dei meccanismi di sicurezza, quali ad esempio funi di guardia che fanno funzione di parafulmine.

### 2.5.2 Sottostazioni

Le sottostazioni sono quelle strutture che interconnettono le varie linee conduttrici in modo da formare effettivamente la rete di trasmissione, e che in aggiunta agiscono anche da punto di contatto tra la rete di trasmissione e

la rete di interconnessione, e quindi con la rete di distribuzione.

Una sottostazione svolge quindi il suo ruolo di interconnessione sia all'interno di una singola rete, quella di trasmissione, sia tra reti diverse. Una sottostazione comprende al suo interno vari apparati quali trasformatori, interruttori e sezionatori necessari al suo funzionamento; gli interruttori, come suggerisce il nome, sono quegli elementi che si occupano di connettere o disconnettere effettivamente le linee dal punto di vista elettrico, e possono operare anche in tensione in intervalli di tempo molto piccoli (inferiori al secondo). I sezionatori sono invece gli elementi che determinano o meno la connessione fisica dei conduttori, e hanno tempi di reazione maggiore. I trasformatori sono necessari per mettere in comunicazione reti operanti a differente voltaggio, quali ad esempio la rete di trasmissione con la rete di interconnessione.

## 2.6 Tipologia di problemi e meccanismi di protezione

Si esaminano in questa sezione i più comuni *difetti, interni od esterni* relativi alla porzione elettrica del SPTDE, oltre che le relative contromisure intraprese dai meccanismi di protezione automatica. Nella maggior parte dei casi, l'intervento delle protezioni si traduce praticamente in una indisponibilità dell'elemento soggetto al difetto, al fine di presentarne l'integrità, con il risultato di introdurre un *errore* spesso latente nel sistema.

Dato che il SPTDE è sotto verifica continua da parte del sistema di controllo, a meno di difetti nel sistema di controllo stesso, la causa più comune dei disturbi nel SPTDE stesso è da ricercarsi in difetti esterni che possono causare a loro volta l'emergere di difetti interni latenti, come il malfunzionamento di isolanti o di meccanismi di protezione.

### 2.6.1 Linee di conduzione

Il STEE ed il SDEE, data la grande estensione sul territorio e la natura dei componenti, sono i sottosistemi maggiormente esposti a difetti esterni dei quali il più probabile è l'occorrere di un fulmine.

L'effetto di un fulmine su una linea di conduzione causa un sovraccarico in corrente e/o in tensione che, dipendentemente dall'intensità e durata del fulmine e dal carico presente su una linea, può essere assorbito senza ulteriori danni o creare un corto circuito; il caso intermedio è quello in cui l'aumento temporaneo di corrente causa un allungamento eccessivo del conduttore dovuto a dilatazione termina, con il rischio di venire in contatto con l'ambiente circostante causando, di nuovo, un corto circuito o la rottura fisica del conduttore. La propagazione di una sovratensione su elementi quali trasformatori o generatori, a conseguenza del malfunzionamento delle

protezioni ai capi delle linee ha conseguenze anche più gravi per la rete nel suo complesso. In base ai dati sperimentali disponibili, quest'ultimo evento è classificabile come piuttosto raro. Oltre ai casi di fulminazione, un sovraccarico (in corrente) su una (o più) linee può anche essere causata da una non perfetta riconfigurazione della rete, con conseguente imperfetta o inadeguata redistribuzione della corrente elettrica ai carichi. Questa situazione può essere considerata difetto interno anche se, dipendentemente dalle politiche di controllo, una situazione del genere potrebbe essere prevista o anche esplicitamente messa in atto come soluzione per una contingenza.

Le protezioni in atto sulle linee dipendono dalla tipologia della linea stessa: le linee in bassa tensione possono anche essere del tutto prive di protezione, demandando la difesa interamente ai clienti finali. Ove presenti, ovvero prevalentemente nelle linee ad alta e media tensione, ovvero nel STEE e in parte relativamente piccola del SDEE, le protezioni comandano l'apertura degli interruttori di linea, causando effettivamente la disconnessione della stessa. Considerando la possibilità di disturbi transitori, sono previsti meccanismi di richiusura automatica degli interruttori che agiscono un numero noto e limitato di volte per tentare di recuperare automaticamente la funzionalità di una linea.

I meccanismi di protezione veri e propri sulle linee agiscono misurando l'impedenza della linea stessa e intervenendo se questa eccede dei parametri fissati; questo tipo di protezioni, come utile effetto collaterale, può intercettare anche difetti che non hanno avuto origine nella linea controllata. Un ulteriore meccanismo di protezione agisce confrontando valori di tensione e corrente ai capi della linea in esame, e disconnettendo indipendentemente i due capi se tali valori eccedono intervalli fissati.

### 2.6.2 Generatori

I generatori rappresentano elementi particolarmente delicati nel SPTDE sia per la criticità degli stessi per il buon funzionamento del sistema, sia per il costo e le difficoltà di riparazione degli stessi. Si evidenziano quindi in questa sezione alcuni difetti e relative contromisure messe in atto dalle protezioni.

Richiamando i termini precedentemente introdotti, si può identificare come indiretta la maggior parte dei difetti elencata nel seguito del paragrafo. In altre parole, il manifestarsi di tali difetti dipende dalla particolare sequenza di eventi cui un dato generatore è stato sottoposto e, inoltre, più sequenze di eventi possono determinare il manifestarsi di un determinato difetto. Ad esempio, la perdita di sincronia deriva solitamente da uno squilibrio del carico le cui cause possono a loro volta essere molteplici. Non si verifica mai *direttamente* una perdita di sincronia in un generatore, ma solo a seguito del peggiorarsi manifestarsi di altri eventi.

Le azioni intraprese dalle protezioni dei generatori non comprendono ne-

cessariamente la disattivazione dei medesimi, ma possono anche limitarsi ad una temporanea disconnessione degli stessi. Un aspetto particolarmente critico dei problemi relativi ai generatori deriva dall'impossibilità pratica di isolarli e quindi di limitare la portata dei disturbi (si veda sezione 2.7).

- squilibrio di tensione o di corrente:  
si considera rispettivamente la differenza in tensione e corrente tra ingresso e uscita in un dato avvolgimento (circuito) dello statore del generatore. Se tale differenza supera una soglia fissata, la protezione interviene **causando il blocco della macchina**.
- lo squilibrio di carico:  
uno squilibrio di carico, dovuto solitamente alla rottura di un conduttore o all'imperfetto funzionamento di un interruttore trifase, causa la generazione di correnti inverse nello statore del generatore. Il meccanismo di protezione, basato su relè, determina la *disconnessione* del generatore dalla rete, ma non il suo blocco.
- perdita di eccitazione:  
si ha una perdita di eccitazione nel caso in cui il generatore stia richiamando potenza reattiva dalla rete, dopo averne prodotta in una certa quantità. L'effetto netto è un abbassamento della tensione che può portare ad instabilità. Inoltre la potenza reattiva deve essere compensata da altri generatori, altrimenti il generatore in esame deve essere disconnesso. L'azione di questo tipo di protezione determina la *disconnessione* dell'unità dalla rete.
- funzionamento come motore:  
questa protezione interviene quando il generatore inizia ad assorbire energia dalla rete operando in senso inverso, ovvero producendo energia meccanica. In questo caso la protezione agisce effettivamente in favore della parte meccanica del generatore, in quanto l'alternatore in se non soffre di particolari problemi. L'effetto finale è comunque la *disconnessione* del generatore dalla rete.

## 2.7 Disturbi su grande scala

Per disturbi su grande scala si intendono particolari perturbazioni, dovute a guasti interni od esterni, i cui effetti si ripercuotono su grandi porzioni del sistema in esame, o eventualmente tutto il sistema stesso, portando a gravi disservizi (elevato *errore*).

Si possono distinguere due categorie principali di questo genere di disturbi:

- *Fallimenti a cascata*(**Cascading Failures**):  
Si ha un progressivo, rapido aumento dell'indisponibilità degli elementi

del sistema che porta rapidamente ad un collasso completo del sistema. Questo tipo di fenomeni ha un impatto particolarmente elevato sui SPTDE a causa della struttura propria degli stessi, come accennato nei paragrafi precedenti. I SPTDE sono infatti sistemi fortemente connessi e interdipendenti nei loro componenti, caratterizzati da scarsa o nulla ridondanza, operanti molto spesso con margini di sicurezza ridotti.

In generale, un fallimento a cascata è difficile, se non impossibile, da arrestare una volta innescato. La prevenzione diventa quindi particolarmente importante.

Sono stati individuati vari criteri per prevenire l'insorgere di fenomeni di fallimento a cascata, collocandoli nel quadro di mantenere il sistema in condizioni sicure; ad esempio, il criterio di sicurezza per N-1 elementi. Esistono anche indicatori che permettono di determinare il rischio di insorgenza di fallimenti a cascata dato lo stato attuale del sistema. SPTDE. (si veda ad esempio [9], [12], [5], [6]).

- *Fallimenti in scalata*(**Escalating Failures**):

Un guasto, collocato nel sistema in esame o in uno ad esso interdependente causa un degrado delle condizioni operative che può concretizzarsi in un successivo guasto. A differenza del caso precedente, un particolare guasto può indebolire il sistema al punto di causarne un degrado maggiore in uno stadio successivo. Fallimenti a cascata sono solitamente causati da guasti collocati in sistemi interdipendenti dal SPTDE; una categoria di guasti particolarmente critica, documentata in casi quali il blackout USA nella costa Est del 2003, è data da fallimenti nel sistema di controllo.

Le successive evoluzioni di un sistema che subisce un fallimento a cascata non sono in generale prevedibili; nel caso di SPTDE il rischio principale è che un fallimento in scalata inneschi un successivo fallimento a cascata.

Nel presente lavoro si cerca di riprodurre e studiare il comportamento del SPTDE in presenza di entrambi i tipi di disturbo su larga scala presentati. I fenomeni di fallimento a cascata sono, come detto, una caratteristica imprescindibile del comportamento dei SPTDE, e devono pertanto essere riprodotti. I fallimenti in scalata sono un aspetto particolarmente interessante per considerare l'effetto delle interdipendenze tra SPTDE e componenti dello stesso (sistema elettrico e sistema di controllo). Si considerano in questa sede solo interazioni, e quindi possibili fenomeni di fallimenti in scalata, solo tra sistema di controllo e sistema elettrico vero e proprio.

Questa scelta deriva dalla grandissima variabilità di questo tipo di fenomeni, dipendentemente dalle interazioni tra infrastrutture coinvolte; questo aspetto è particolarmente critico nel caso in esame dato che i SPTDE sono

profondamente interconnessi con molte altri sistemi di grande complessità, come impianti produttivi, estrattivi, sistemi di trasporto di merci o persone, agglomerati urbani e molto altro.

## 2.8 Stabilità ed equilibrio

Si definisce il criterio di *stabilità* in senso elettrico che verrà usato nel seguito della sezione e del documento.

Per sistema **stabile in senso elettrico** (o, equivalentemente, *in equilibrio*), si intende un particolare stato del SPTDE tale per cui sono esauriti i fenomeni transitori di assestamento dovuti all'insorgere di perturbazioni, siano essi causati da guasti o da riconfigurazioni stabilite dal sistema di controllo. La condizione di equilibrio implica il bilanciamento tra potenza assorbita e potenza generata, ma *non* implica invece l'assenza di blackout parziali o totali, come esempio estremo si porta lo stato di blackout totale durante il quale si ha contemporaneamente la massima gravità possibile della situazione, ma si ha anche uno stato di equilibrio, essendo tutti i componenti del SPTDE guasti.

Anche gli stati ideali in cui si ha al corretta erogazione del servizio e tutti gli elementi del SPTDE funzionano correttamente è parimenti uno stato di equilibrio, sino al manifestarsi di un difetto. In generale, l'evoluzione del SPTDE passa attraverso varie fasi identificabili come stati di equilibrio separati da perturbazioni. Per perturbazioni, si intende una sequenza di stati che il sistema attraversa, sequenza che a sua volta, è causate da guasti o è riconducibile al manifestarsi di difetti interni e/o esterni. Ad esempio, una riconfigurazione potrebbe imporre un eccessivo carico su una linea di conduzione causandone un più rapido malfunzionamento. I casi estremi si hanno quando nel sistema non si manifestano mai difetti (permanenza nello stato iniziale di equilibrio) oppure se i difetti manifestatisi sono tali da portare in unica transizione il SPTDE in uno stato di blackout totale.

## 2.9 Misure di interesse

Si può classificare lo stato del sistema in primo luogo in base al numero di elementi del sistema fuori servizio in un dato istante di tempo. Tale classificazione fornisce una buona stima sia del degrado di prestazioni riportato dal sistema sia del disagio percepito dagli utenti, e della perdita di guadagno. Si possono quindi individuare gli stati principali del sistema nel modo che segue

- *nessun blackout* (stato  $N$  o  $BS$ )

Si tratta dello stato ottimale. In questa condizione tutto funziona correttamente e ogni cliente riceve la quantità di energia richiesta in ogni istante.

- *blackout parziale* (stato  $B_i(1 \leq i \leq L)$ )

Si ha un blackout che coinvolge  $i$  elementi, sottostazioni di distribuzione nel caso in esame, coinvolgendo quindi una certa porzione del sistema di distribuzione. La gravità del blackout viene stimata in prima analisi in modo proporzionale all'estensione dello stesso, in base quindi all'indice  $i$ . Il valore di  $i$  viene limitato tra 1 (estremo inferiore) e  $L$  (estremo superiore,  $L < N$ ). Si considera infatti una soglia di elementi afflitti oltre la quale il blackout si considera totale anche se, rigorosamente, il numero di elementi coinvolti è inferiore a  $N$ . Questo perchè il costo complessivo del blackout può comunque rivelarsi troppo elevato, o il sistema può essere già compromesso in modo troppo severo. Il valore della soglia  $L$  è fissato in modo dipendente dallo specifico sistema considerare.

- *blackout totale* (stato  $B_N$ )

corrisponde alla gravità massima e alla perdita completa del sistema; la situazione peggiore possibile.

A seguito di una perturbazione, il sistema si assesta in uno degli stati succitati. Il comportamento desiderato del SPTDE è quello di portarsi in stati desiderabili, quali  $N$  nel migliore dei casi o comunque  $B_i$  con  $i$  tendente a zero. Questo risultato si ottiene sia in maniera proattiva mediante la progettazione del sistema e delle relative protezioni secondo criteri di sicurezza, sia in modo reattivo mediante riconfigurazioni gestite dal SC.

Sulla base delle considerazioni precedenti si possono ricavare delle misure che quantificano la performability del sistema.

Il significato dei simboli adottati nella definizione delle misure è riportato in tabella 2.2.

- $T$ :

tempo di vita complessivo del sistema a seguito del guasto (o dei guasti) iniettati. Il tempo di vita si considera esaurito quando il sistema collassa completamente (blackout totale, stato  $B_N$ ). Si inoltre può considerare una misura più lasca,  $T'$  definita come il tempo di durata della perturbazione causata nel sistema dall'occorrere del guasto. Per perturbazione si intende quella concatenazione di eventi eventi come causa riconducibile il guasto ad esempio l'intervento del sistema di controllo con relativo cambiamento dello stato del sistema. In questo caso il sistema si stabilizzerà in uno stato  $B_i$  non necessariamente corrispondente a  $B_N$ .

- $P_S, S \in N, B_1, \dots, B_N$ :

la probabilità  $P$  di assestamento del sistema in uno degli stati  $S$  sopra delineati a partire da uno stato noto. Questa misura quantifica la capacità dello specifico sistema di controllo di far fronte con successo a specifiche situazioni critiche.

- $H_t$ :

$$H_t = \sum_{j \in L} B_j^L I_j$$

Rappresenta il guadagno al tempo  $t$  prodotto dal sistema in base allo specifico stato. Il guadagno deriva dal soddisfacimento dei requisiti dichiarati dagli elementi richiedenti. Si ha guadagno se e solo se i requisiti sono completamente soddisfatti.

- $G_{[0,t]}$ :

$$G_{[0,t]} = \sum_{h \in H} J_h \left( \sum_{j \in L} B_j^L I_j \right)$$

Rappresenta il guadagno prodotto dal sistema accumulato nell'intervallo  $[0, t]$  attraverso una sequenza di stati.

- $Y_t$ :

$$Y_t = \sum_{i \in S} C_i^S P_i + \sum_{j \in L} C_j^L (R_j - F_j)$$

Rappresenta il costo (penalità) al tempo  $t$  a carico del sistema in base allo specifico stato. Il costo deriva dal costo di produzione dell'energia e dalla mancata soddisfazione dei requisiti dei carichi.

- $V_{[0,t]}$ :

$$V_{[0,t]} = \sum_{h \in H} J_h \left( \sum_{i \in S} C_i^S P_i^h + \sum_{j \in L} C_j^L (R_j^h - F_j^h) \right)$$

Rappresenta il costo (penalità) a carico del sistema accumulato nell'intervallo  $[0, t]$  attraverso una sequenza di stati.

- $R_{[0,t]}$ :

Si introduce  $R_{[0,t]}$  definita come  $G_{[0,t]} - V_{[0,t]}$  come misura sintetica aggregata del comportamento del sistema.

- $S_t$ :

$$S_t = \sum_{i \in N} C_i^N (F_i - L_i^F)$$

Quantifica lo stress al tempo  $t$  a carico del sistema in base allo specifico stato. Lo stress del sistema è calcolato sulla base del sovraccarico occorso su linee di conduzione e sottostazioni.



- $Q_{[0,t]}$ :

$$Q_{[0,t]} = \sum_{h \in H} J_h \left( \sum_{i \in N} C_i^N (F_i^h - L_i^F) \right)$$

Quantifica lo stress a carico del sistema accumulato nell'intervallo  $[0, t]$  attraverso una sequenza di stati, come per  $S_t$ .

simbolo	significato
$S$	insieme degli impianti connessi al sistema al tempo $t$
$L$	insieme delle sottostazioni di interconnessione con il sistema di distribuzione connesse al sistema al tempo $t$
$N$	insieme delle $L$ sottostazioni e delle $M$ linee di conduzione connessi al sistema al tempo $t$ .
$P_i$	variabile aleatoria che rappresenta la produzione di corrente dell' $i$ -esimo impianto al tempo $t$ .
$F_j$	variabile aleatoria che rappresenta la quantità di corrente effettivamente ricevuta dall'elemento $j$ -esimo al tempo $t$ .
$R_j$	richiesta (costante) di corrente del carico $j$ -esimo.
$L_i^F$	limite (costante) di corrente che l'elemento $i$ -esimo può sopportare in condizioni operative normali.
$B_x^N$	guadagno (costante) associato all'elemento $x$ -esimo di tipo N. Quindi: $B_j^L$ guadagno associato alla $j$ -esima sottostazione;
$C_x^N$	costo (costante) associato all'elemento $x$ -esimo di tipo N.
$C_i^S$	costo associato all' $i$ -esimo generatore;
$C_j^L$	costo associato alla $j$ -esima sottostazione;
$H$	insieme degli stati del sistema.
$J_h$	variabile aleatoria che rappresenta il tempo che il sistema trascorre nell' $h$ -esimo stato.
$I_j$	variabile aleatoria che vale 1 se al tempo $t$ fissato $F_j = R_j$ , 0 altrimenti.
$P_i^h, F_j^h, R_j^h$	equivalenti di $P_i, F_i, R_i$ nello stato $h$ -esimo.

Tabella 2.2: significato dei simboli utilizzati nella formulazione delle misure di performativity di interesse.

## 2.10 Studio del comportamento del sistema

Sulla base delle misure di performability individuate nella sezione precedente, si individuano adesso gli studi di maggiore interesse del comportamento del sistema.

1. *Studio della reazione del sistema a partire da stato iniziale stabile e a seguito dell'iniezione deterministica di un guasto:*

Il primo obiettivo della modellazione è lo studio della reazione del SPT-DE a partire dall'iniezione di uno o più guasti arbitrari che occorrono deterministicamente o probabilisticamente. Si è interessati a conoscere i successivi stati possibili di equilibrio, e le relative probabilità  $P_i$  di occorrenza, l'entità dell'errore in detto stadio (estensione e gravità del blackout) in termini di  $B, H, G, Y, V, S, Q$ . (si vedano le sezioni 5.6.1, 2.9).

2. *Studio della reazione del sistema a partire da stato iniziale predeterminato e a seguito dell'iniezione probabilistica di un guasto:*

si tratta di una generalizzazione del caso precedente in cui lo stato iniziale da cui far partire l'analisi, comunque stabile in senso elettrico, è arbitrariamente impostato dall'utente. Questo consente di studiare la successiva evoluzione del sistema a partire da uno stato stabile in senso elettrico ottenuto, ad esempio, come risultato dello studio precedente. Gli obiettivi e le misure di interesse rimangono le medesime del caso precedente.

3. *Studio dell'evoluzione temporale del sistema in una finestra temporale prefissata:*

In questo caso, si è interessati all'evoluzione del sistema in un periodo di tempo più lungo rispetto ai casi precedenti al fine di osservare la stabilità dello stato sul lungo periodo del SPTDE a partire da condizioni iniziali note. Questa modalità permette anche di comparare diverse strategie di riconfigurazione nell'ambito della stessa modellazione e di valutarne le prestazioni sul lungo periodo, non solo a livello di singola reazione o comunque sul breve periodo.

## Capitolo 3

# Analisi e comparazione dei modelli esistenti

Questo capitolo presenta una sintesi di alcuni lavori di ricerca in merito ai suddetti aspetti di affidabilità, cause di guasto ed impatto di questi sulla rete e limitazione dei blackout, selezionati tra quelli più diffusi e liberamente accessibili. Tali documenti sono prevalentemente basati sull'esperienza americana recente (si consideri ad esempio il blackout del 2003 sulla costa Est USA). Si cercherà, ove possibile, di estrarre gli aspetti, i modelli e le conclusioni generali, applicabili dunque anche al di fuori del contesto americano di origine, sul suolo nazionale ed europeo.

La maggioranza della letteratura dedicata (Dobson, Manchester) allo studio dei sistemi di produzione e trasmissione dell'elettricità si concentra sull'analisi delle dinamiche che portano a grandi eventi catastrofici, ovvero i grandi blackout, proponendosi di capirne la dinamica e le cause, in un'ottica di prevenzione degli stessi; gli studi tendono a concentrarsi sull'analisi delle cause e sull'evoluzione di fenomeni di cascading all'interno del sistema, che portano solitamente ad una significativa degradazione dello stesso, e frequentemente al fallimento totale. Le informazioni disponibili sullo stato di funzionamento regolare dei sistemi di trasmissione mostra infatti che eventi di grande portata sono più probabili di quanto ci si potrebbe aspettare. Gli studi sin qui effettuati si basano su modellazioni del sistema che si possono, in buona approssimazione, ricondurre a due correnti principali: un approccio più analitico (CASCADE) ed uno più simulativo (OPA, Manchester, CE-SI). Il modello analitico, rappresentato da CASCADE, è dichiaratamente semplificato e offre una riproduzione decisamente approssimata del sistema; ha però il pregio di poter essere studiato in maniera relativamente agevole, e offre comunque risultati qualitativamente comparabili a quelli rilevati sperimentalmente o prodotti da altri studi. In conseguenza di questo, l'approccio analitico è stato studiato e applicato in modo alquanto approfondito.

L'approccio simulativo è allo stadio attuale il più implementato, in quanto consente, al prezzo di una ben più scarsa trattabilità analitica, una maggiore fedeltà di riproduzione del sistema, nei vincoli di complessità trattabile e di risorse disponibili.

### 3.1 Il modello Cascade

Il modello CASCADE, esposto in [14] (si veda anche [15]) e sviluppato dagli stessi autori, è un modello semplificato dell'evoluzione delle reti di trasmissione, che ha il pregio di poter essere trattato e studiato analiticamente e che, in seguito a sperimentazioni, si rivela in grado di fornire risultati qualitativamente verosimili e comunque comparabili, in una certa misura, con quelli prodotti da altri modelli più complessi, come si vedrà nel seguito della sezione.

Come indicato dagli stessi autori, il modello è sicuramente troppo semplice per simulare con precisione le serie di eventi molto complessi che causano un blackout, ma CASCADE può comunque aiutare a capire alcuni effetti globali sul sistema che emergono durante i blackout, o durante le simulazioni in modelli più realistici. Inoltre, data la semplicità e la generalità del modello, questo può essere applicato in altri casi di fallimenti a cascata che possono avvenire in infrastrutture di diverso genere.

#### 3.1.1 Descrizione del modello

Il modello prevede  $n$  componenti identici con carico iniziale casuale. Ogni elemento ha un carico minimo  $L^{\min}$  ed uno massimo  $L^{\max}$ ; ogni componente ha un carico iniziale  $L^j$  scelto casualmente in  $[L^{\min}, L^{\max}]$  indipendente dagli altri elementi. Un componente fallisce quando il carico supera una soglia  $L^{\text{fail}}$ . Se un componente fallisce, una quantità di carico  $P$  viene trasferita ad ogni altro componente. Per iniziare il fenomeno di cascata, si introduce un disturbo iniziale  $D$  che carica ulteriormente ogni componente esistente. Alcuni componenti falliscono a causa del carico, trasferendo così ulteriore carico sui rimanenti e dando così origine alla cascata.

In particolare, il modello produce fallimenti negli stadi  $i = 0, 1, 2, \dots, n$  in accordo al seguente algoritmo, dove  $M_i$  è il numero di fallimenti nello stadio  $i$ .

#### Algoritmo CASCADE

1. All'inizio, tutti gli  $n$  componenti sono considerati funzionanti e con carico iniziale  $L_0, L_1, L_2, \dots, L_n$  dato da una variabile aleatoria uniformemente distribuita in  $[L^{\min}, L^{\max}]$ .

2. Si aggiunge il disturbo  $D$  al carico di ogni componente, e si inizializza il contatore  $i$  degli stadi a zero.
3. Si verifica ogni componente funzionante in cerca di guasti: Per  $j = 1, \dots, n$ , il componente  $j$  è considerato guasto se il suo carico  $L_j$  è superiore a  $L^{fail}$ . Si supponga che falliscano  $M_i$  componenti ad ogni iterazione.
4. Si incrementa il carico dei componenti funzionanti in base al numero  $M_i$  di fallimenti al passo precedente, aggiungendo  $M_i P$  al carico di ogni componente.
5. Si incrementa  $i$  e si esegue una nuova iterazione.

Il modello *CASCADE* ha la proprietà che se in uno stadio  $i$  si ha  $M_i = 0$ , ovvero nessun fallimento, allora si avrà anche che tutti i successivi stadi  $i+1, i+2, \dots$  non sperimenteranno fallimenti:  $M_i = 0 = M_{i+1} = M_{i+2} = \dots$ ; in altri termini, la cascata si arresta quando tutti i componenti sono falliti. Dato che il modello prevede  $n$  componenti, si avrà che  $M_n = 0$ , giungendo alla conclusione che al più uno stadio potrà sperimentare assenza di fallimenti. Si considera  $S$  il numero totale di fallimenti:  $S = M_0 + M_1 + \dots + M_{n-1}$ .

Il carico  $P$  può essere considerato in modo diverso dal trasferimento fisico di carico, ovvero come un carico astratto sul sistema che incrementa lo stress del sistema sino a provocarne il fallimento.

È spesso conveniente normalizzare i carichi e i parametri del modello in modo che il carico iniziale sita nell'intervallo  $[0, 1]$  e che  $L^{fail} = 1$ , pur preservando la sequenza dei fallimenti  $M_0, M_1, \dots$ . Per ottenere questo, si può notare che aggiungere una stessa costante al disturbo iniziale  $D$  e al carico critico  $L^{fail}$  non altera la sequenza di fallimenti. Scegliendo in particolare una costante pari a  $L^{max} - L^{fail}$ , il disturbo iniziale diventa  $D + (L^{max} - L^{fail})$  ed il carico critico diventa  $L^{fail} + (L^{max} - L^{fail}) = L^{max}$ . Allora tutti i valori possono essere aumentati e scalati per ottenere parametri normalizzati. Il carico iniziale normalizzato per un componente  $j$  diventa

$$l_j = \frac{L_j - L^{min}}{L^{max} - L^{min}}$$

cosicchè  $l_j$  è una variabile aleatoria uniformemente distribuita in  $[0, 1]$ . Il carico massimo  $L^{max}$  coincide così con quello critico  $L^{fail}$ . Il disturbo iniziale e il trasferimento di carico normalizzati diventano dunque rispettivamente

$$d = \frac{D + L^{max} - L^{fail}}{L^{max} - L^{min}}$$

e

$$p = \frac{P}{L^{max} - L^{min}}$$

### 3.1.2 Distribuzione del numero di fallimenti

Il risultato principale è che la distribuzione del numero totale  $S$  di fallimenti di componenti è

$$P[S = r] = \begin{cases} \binom{n}{r} \phi(d)(d + rp)^{r-1} (\phi(1 - d - rp))^{n-r} & r = 0, 1, \dots, n-1 \\ 1 - \sum_{s=0}^{n-1} P(S = s) & r = n \end{cases}$$

dove  $p \geq 0$  e la funzione di saturazione  $\phi$  è

$$\phi * x = \begin{cases} 0 & x < 0 \\ x & 0 \leq x \leq 1 \\ 1 & x > 1 \end{cases}$$

assumendo, ove ve ne sia la necessità,  $0^0 \equiv 1$  e  $0/0 \equiv 1$  (sic). Se  $d \geq 0$  e  $d + np \leq 1$  allora non si ha saturazione ( $\phi(x) = x$ ) e la distribuzione si riduce ad una forma quasibinomiale:

$$P[S = r] = \binom{n}{r} d(d + rp)^{r-1} (1 - d - rp)^{n-r}$$

### 3.1.3 Risultati del modello

La probabilità di fallimenti a cascata varia grandemente tra le condizioni di carico molto basso e carico molto alto. Nel primo caso, i fallimenti di alcuni componenti hanno un impatto molto basso sui restanti, dato che il margine operativo è assai elevato. Fallimenti multipli sono comunque possibili, ma si possono considerare eventi indipendenti, cosicch'è la probabilità di fallimento globale ha un andamento circa esponenziale. In caso di alto carico del sistema, invece, dato il ridotto (o assente) margine operativo, è ben più probabile che il disturbo iniziale inneschi una catena di fallimenti tali da portare al blackout totale. CASCADE è stato utilizzato per analizzare il comportamento di un sistema tra questi due estremi. I risultati delle simulazioni (si veda figura 3.1). hanno mostrato che all'aumentare del carico si ha un cambiamento nella distribuzione della probabilità, passando da una coda esponenziale ad una coda polinomiale.

Ulteriori simulazioni hanno mostrato che il livello di carico che innesca tale cambiamento corrisponde a circa 80% del carico massimo.

## 3.2 Il modello OPA

Il modello OPA (ORNL-PSerc-Alaska) è stato discusso e successivamente sviluppato in lavori quali [10] o [7]. Il modello nasce per studiare le dinamiche di blackout nella rete di trasmissione dell'energia. Questo modello

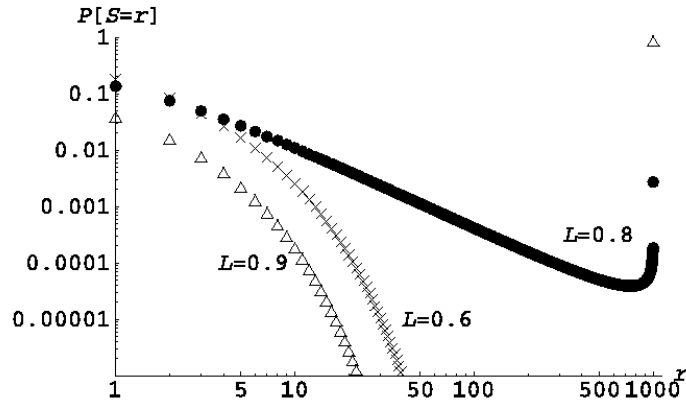


Figura 3.1: Grafico (scala logaritmica su entrambi gli assi) della distribuzione di probabilità di fallimento ottenuta usando CASCADE. In ordinata, la probabilità di fallimento; in ascissa, il numero di fallimenti. Le curve proposte sono tracciate per diversi valori del carico  $L$  iniziale. L'andamento per della curva cambia andamento per  $L = 0.8$ .

prevede una certa reattività del sistema dovuta ad una auto-riorganizzazione in seguito a blackout, oltre che un'evoluzione di più lungo corso dovuto alla simulata richiesta da parte dell'utenza. Il modello racchiude anche la natura apparentemente critica del sistema, e produce risultati probabilistici paragonabili a quelli sperimentati in blackout reali avvenuti in Nord America; in particolare, il modello cerca di riprodurre i meccanismi di *Self-Organized Criticality* i cui indizi si riscontrano nei dati relativi alle condizioni operative della rete prima e durante i fenomeni di blackout avvenuti in Nord America. Riguardo agli sviluppi del modello, in particolare in [6] si identificano due distinte cause di blackout caratterizzate da differenti punti critici e differenti proprietà dinamiche. Il primo tipo di blackout è dovuto alla perdita di carico dovuto al raggiungimento del limite su alcune linee, senza però effettivo guasto; il punto critico associato è caratterizzato dall'operatività delle linee vicino al limite di carico. Il secondo tipo è invece dovuto a fallimenti multipli delle linee, il cui punto critico è caratterizzato dalla fluttuazione di carico che porta la quantità richiesta prossima al margine operativo dei generatori.

### 3.2.1 Descrizione del Modello

Il modello OPA prevede una duplice scala di tempi.

La scala lenta ha ordine di grandezza variabile da giorni ad anni, durante la quale la domanda di energia cresce lentamente, e durante la quale la rete è potenziata in risposta. Questo potenziamento è fatto in due modi: Le linee di trasmissione vengono potenziate come risposta ai fenomeni di

blackout, mentre la potenza massima erogabile viene incrementata come risposta all'aumento di domanda. L'aggiornamento delle linee 'e modellato come un aumento del massimo flusso di potenza  $F_{ij}^{max}$  per le linee che sono state soggette a sovraccarico durante un blackout. Così, se la linea  $ij$  ha subito un sovraccarico, si ha  $F_{ij}^{max}(t) = \mu F_{ij}^{max}(t-1)$ , dove  $\mu$  'e una costante. Queste forze lente e opposte di aumento del carico e potenziamento delle linee conducono il sistema in una situazione di equilibrio dinamico. Altri lavori di ricerca ([7], [5]) hanno dimostrato che questo equilibrio dinamico è prossimo ai punti critici del sistema. Questo argomento, comprendendo i lavori citati, sarà trattato più diffusamente nelle sezioni seguenti di questo documento.

La scala dei tempi veloce ha ordine di grandezza variabile da minuti a ore, durante la quale hanno luogo i sovraccarichi in cascata che possono condurre ad un blackout. I blackout in cascata sono modellati mediante sovraccarichi e conseguenti indisponibilità di linee determinati nel contesto di un modello di distribuzione del flusso elettrico secondo un modello di programmazione lineare (distribuzione del carico richiesto a minimo costo, comprendendo la distanza dei trasferimenti. La funzione da minimizzare ha la seguente forma di base:

$$C = \sum_{i \in G} P_i(t) - W \sum_{j \in L} P_j(t)$$

Dove  $C$  'e il costo, mentre  $P$  è il vettore del carico inserito in ogni nodo. Si assume che tutti i generatori abbiano eguale costo operativo e che tutti i carichi abbiano uguale priorità (queste assunzioni trovano naturale corrispondenza nella rete idealizzata ad albero). Si imposta un'alta penalità per la perdita di carico:  $W = 100$ . Si può dunque procedere alla minimizzazione con i seguenti vincoli:

- Potenza generata:  $0 \leq P_i \leq P_i^{max}$  per  $i \in G$ , dove  $G$  è l'insieme dei generatori.
- Potenza richiesta:  $P_j \leq 0$  per  $j \in L$ , dove  $L$  è l'insieme dei carichi (delle utenze).
- Flusso di potenza:  $|F_{ij}| \leq F_{ij}^{max}$ .
- Bilancio:  $\sum_{i \in G \cup L} P_i = 0$ .

Questo problema di PL può essere risolto numericamente con l'algoritmo del simplesso. Le condizioni iniziali del sistema dovrebbero essere prese tali da avere (almeno) una possibile soluzione a questo problema.

### 3.2.2 Algoritmo OPA sulla scala dei tempi veloce

1. La rete si considera connessa e operativa.



2. Si originano a caso i fallimenti iniziali sulle linee con probabilità  $p_0$ , simulando così le conseguenze di guasti accidentali o atti dolosi.
3. In seguito a fallimento di alcune linee si opera la ridistribuzione del carico seguendo l'approccio di un problema di PL (si veda sopra).
4. La soluzione di cui al punto precedente può portare ad una soluzione che a sua volta causa il sovraccarico di una o più linee. In questo caso si considera pari a  $p_1$  la probabilità che una rete sovraccaricata fallisca.
5. Trovata una soluzione al problema di PL, si verifica il possibile fallimento delle linee sovraccaricate; se il fallimento si verifica su una o più linee, si riduce su queste di molti ordini di grandezza il massimo flusso di corrente, avendo così praticamente assenza di carico sulla linea.
6. Se il flusso lungo le linee viene ridotto, si cerca un'altra soluzione al problema di PL di distribuzione del carico.
7. Il processo continua sinchè non viene trovata una soluzione che non comporta ulteriori fallimenti. Questo può anche essere dovuto alla completa indisponibilità della rete.

L'effetto globale del processo è che può generare fallimenti in cascata lungo le linee, in modo consistente con i vincoli di rete e il problema di PL di ripartizione del carico. Il modello OPA permette di studiare le dinamiche dei blackout, ed esibisce comportamenti caratteristici dei sistemi complessi. Il modello OPA presenta anche vari punti di transizione; in ogni caso, in OPA, data la mole di calcoli e simulazioni necessarie, il calcolo della probabilità del collasso totale del sistema si rivela molto arduo o impossibile. Si può considerare la separazione tra le regione dei fallimenti singoli, dovute a fallimenti sporadici grossomodo indipendenti e quella dei fallimenti in cascata, che possono portare ad un blackout totale come funzione di due parametri,  $\Gamma$  e  $\mu$ .  $\Gamma$  è il rapporto tra del minimo margine di potenza del generatore rispetto alla radice quadrata media della fluttuazione del carico.

$$\Gamma = \frac{(\frac{\Delta P}{P})_c}{g}$$

dove

$$(\frac{\Delta P}{P})_c \equiv \frac{(P_G - P_0)}{P_0}$$

e la radice quadrata della fluttuazione del carico è:

$$g \equiv \sqrt{\left(\frac{(P_D - P_0)}{P_0}\right)^2}$$

$P_G$  è la minima potenza disponibile dai generatori,  $P_0 = \hat{P}_0 e^{\hat{\lambda}t}$  è la domanda media di carico, che aumenta ad un tasso costante  $\hat{\lambda}$ ;  $P_D$  è il carico attuale che fluttua attorno al valore medio. La modellazione del sistema variando  $\Gamma$  e/o  $\mu$  non è necessariamente un modo realistico di modellare il sistema di trasmissione, ma permette di capire le dinamiche.

### 3.2.3 Algoritmo OPA sulla scala dei tempi lenta

Il modello OPA simula sulla scala dei tempi lenta l'evoluzione del sistema in base alle mutate (aumentate, solitamente) richieste dell'utenza. Le regole in questo caso sono semplici: all'inizio del giorno  $t$ , si applica quanto segue:

1. Crescita della richiesta. Tutti i carichi sono moltiplicati per un parametro fisso  $\lambda$  che rappresenta l'incremento giornaliero di richiesta di elettricità. Sulla base di dati sperimentali, si stima  $\lambda = 1.00005$ , valore corrispondente ad un incremento annuale del 1.8%.

$$P_i(t) = \lambda P_i(t-1) \forall i \in L$$

La massima potenza generabile è incrementata della stessa quantità:

$$P_i^{max}(t) = \lambda P_i^{max}(t-1) \forall i \in G$$

2. Aggiornamento della rete di trasmissione. Si assume un miglioramento graduale della capacità trasmissiva della rete, in risposta a guasti e blackout. Questo miglioramento viene modellato attraverso un aumento di  $F_{ij}^{max}$  per le linee che sono state sovraccaricate durante un blackout:

$$F_{ij}^{max} = \mu F_{ij}^{max}(t-1)$$

se la linea  $ij$  ha sperimentato un sovraccarico.  $\mu$  è una costante ed è uno dei principali parametri di controllo del sistema.

3. Fluttuazioni giornaliere di potenza. Per rappresentare le fluttuazioni locali di richiesta di potenza, tutte le richieste di carico sono moltiplicate per un numero casuale  $r$ , tale che

$$\frac{1}{\gamma} \leq r \leq \gamma$$

avendo, generalmente,  $1 \leq \gamma \leq 1.4$ . Si assegna anche una probabilità per un guasto casuale della linea, e si rappresenta tale guasto moltiplicando la sua impedenza per un numero molto grande  $K_1$  e dividendo il flusso massimo corrispondente  $F_{ij}^{max}$  per un altro numero molto grande  $K_2$ . Solitamente tali valori  $K_i$  sono dell'ordine di grandezza di 1000.

### 3.2.4 Modellazione delle dinamiche SODS

Per modellare un Self-organized Dynamical System (SODS) occorre tenere conto dell'azione delle varie forze contrastanti. Occorre fare qualche integrazione rispetto all'algoritmo per l'evoluzione del sistema sulla scala temporale lunga come riportato precedentemente. L'aumento della richiesta e della potenza fornita avviene secondo un tasso esponenziale, sebbene il limite di potenza erogata dai generatori non sia mai raggiunta nei modelli OPA (non si hanno, cioè, situazioni in cui c'è un eccesso di potenza da smaltire). Anche le linee di trasmissione vengono potenziate in seguito all'effetto su di esse di blackout, come esposto. L'effetto di queste forze porta il sistema ad auto-organizzarsi in punti vicini a quelli critici. Sono stati provati vari algoritmi per la crescita della potenza disponibile, azione che avviene in risposta ad un aumento di domanda. La potenza erogabile viene aumentata solo nei nodi che già possiedono dei generatori. Le regole adottate sono state le seguenti:

1. L'aumento di potenza è quantizzato, per riflettere l'aggiornamento degli impianti produttivi e l'aggiunta di generatori. L'approccio risultato migliore in termini di convergenza è quello di incrementare la potenza ad un ritmo costante. Si ha quindi la quantità

$$\Delta P_a \equiv k \left( \frac{P_T}{N_G} \right)$$

dove  $P_T$  è la domanda totale,  $N_G$  il numero di generatori e  $k$  il parametro scelto, dell'ordine di pochi punti percentuali

2. Per essere in grado di incrementare la potenza massima per il nodo  $j$ , la somma del flusso di potenza massimo sulle linee connesse a  $j$  deve essere il 20% maggiore della potenza generata esistente più l'aggiunta al nodo  $j$ . Il margine del 20% è stato scelto arbitrariamente in modo da offrire una garanzia ragionevole.
3. Esiste una condizione aggiuntiva che deve essere verificata prima di ogni aumento di potenza massima dei generatori, ovvero che il margine abbia raggiunto una soglia data. Si definisce questa soglia al tempo  $t$  come

$$\frac{\Delta P}{P} = \frac{\sum_{j \in G} P_j - P_0 e^{\lambda t}}{P_0 e^{\lambda t}}$$

Dove  $P_0$  è la domanda iniziale di potenza.

4. Se la condizione precedente è verificata, si sceglie un nodo a caso per verificare la seconda condizione; se questo avviene, si incrementa la potenza della quantità summenzionata, altrimenti si sceglie un altro nodo, e si itera. Una volta che il margine di potenza per un nodo è stato aumentato si ricalcola il margine medio di potenza per i generatori (si veda punto precedente), e si continua sinché  $\frac{\Delta P}{P}$  non supera

la quantità richiesta. Questo simula il fatto che generalmente si potenziano le centrali elettriche quando le linee di trasmissione sono già state adeguate.

Questo algoritmo ha portato un'evoluzione del sistema nei termini ricercati: la massima potenza erogabile rimane prossima ma inferiore al punto critico, e ciò porta la funzione di densità di probabilità ad avere andamento polinomiale. La nuova misura di criticalità è il margine medio di potenza del generatore, quantità che converge in un intervallo di tempo ragionevole. Il valore medio è approssimativamente:

$$\left\langle \frac{\Delta P}{P} \right\rangle = \frac{\Delta P}{P} \Big|_{threshold} - \frac{k}{2N_G}$$

Introducendo un ritardo tra il riconoscimento del raggiunto limite nel margine dei generatori e l'effettivo aumento di potenza, a rappresentare il tempo di costruzione, si ottiene lo stesso risultato che incrementando il valore di  $k$  nella precedente equazione.

Una volta identificati i punti critici, si può esplorare la dinamica dell'auto-organizzazione. Dalla combinazione dei due algoritmi, si nota che il punto critico reale vicino al quale il sistema auto-organizzato opera è quello dove i due punti critici sono vicini tra loro.

L'effetto combinato delle due forze summenzionate (aumento potenza erogata e aggiornamento linee) produce una funzione di distribuzione di probabilità con andamento polinomiale ben marcato. Successive simulazioni, anche con diversi modelli, ottengono simili andamenti, il che porta a pensare che questo sia caratteristico di questo tipo di fenomeni. Tale andamento si rivela anche molto simile a quello ricostruito in base ai dati ottenuti dai blackout effettivamente avvenuti (sul territorio nord-americano), e questo fa supporre che il modello OPA, anche grazie ai suddetti meccanismi di auto-organizzazione, sia in grado di riprodurre bene gli aspetti principali del sistema e la relativa evoluzione.

### 3.2.5 Distribuzione del numero di fallimenti

Considerando  $T$  come il trasferimento di carico dovuto a fallimenti, si può calcolare medio di fallimenti  $\langle N_{out}(j) \rangle$  al passo  $j$ , avendo quindi

$$T_{eff} \equiv \langle N_{out}(j) \rangle^{\frac{1}{j}}$$

Si vede che  $T_{eff}$  non mostra una dipendenza forte da  $j$  eccezion fatta per la prima iterazione, ma questo è dovuto al cambio di probabilità di fallimento delle linee, da  $p_0$  a  $p_1$ . Considerando il piano  $\Gamma - \mu$ , ricordando che  $\Gamma$  è il rapporto tra del minimo margine di potenza del generatore rispetto alla

radice quadrata media della fluttuazione del carico, mentre  $\mu$  è la costante che influenza il potenziamento delle linee, e tracciando la curva corrispondente a  $T_{eff}(1) = 1$ , si possono distinguere due regioni. Nella regione dove  $T_{eff}(1) > 1$  sono possibili fallimenti a cascata, mentre nella regione complementare  $T_{eff}(1) < 1$  questi sono impossibili (suppressed).

Effettuando varie analisi di reti ideali o di test, quali la rete IEEE a 118 bus, si nota che la curva dovuta a  $T_{eff}(1) = 1$  varia nel piano  $\Gamma - \mu$ , ma la forma rimane grossomodo simile.

### 3.2.6 Risultati del modello

Il modello OPA permette di effettuare una stima dell'evoluzione di un sistema di trasmissione elettrica e delle dinamiche di un blackout a cascata. Il modello OPA incorpora un livello basilare di auto-organizzazione, sufficiente però a catturare gli elementi fondamentali dei fenomeni come emergono dai dati dei blackout effettivamente avvenuti in Nord America. L'auto-organizzazione viene effettuata tenendo conto della crescita di richiesta e del corrispondente potenziamento del sistema. Il modello mostra una certa varietà di possibili punti di transizione, collegati ai fallimenti delle linee o al superamento della capacità produttiva dei generatori. La determinazione di questi punti critici permette di distinguere le situazioni nelle quali i blackout a cascata distruttivi sono probabili da quelle in cui non sono possibili. Vicino ai punti critici il sistema mostra una distribuzione di probabilità di tipo polinomiale, in accordo con i dati sperimentali.

## 3.3 Comparazione tra CASCADE ed OPA

È interessante fare un confronto tra i risultati delle simulazioni condotti con i modelli CASCADE e OPA. Il modello CASCADE è interessante in virtù della trattabilità analitica, ma offre una simulazione molto semplice delle dinamiche del sistema che invece OPA approssima meglio; inoltre, CASCADE non tiene conto dei fenomeni di auto-organizzazione che invece OPA considera. Ciononostante, i risultati qualitativi prodotti dai due modelli sono talvolta comparabili, ed è di interesse vedere dove i risultati prodotti dai modelli differiscono, e perchè questo accade.

Osservando i grafici della distribuzione di probabilità del numero di fallimenti in funzione del diverso valore di  $\lambda$  (trasferimento di carico a seguito del fallimento di una linea) in [15], si nota che i risultati prodotti da OPA producono un picco in corrispondenza di certi valori, tra i più elevati considerati, di  $\lambda$ . I grafici prodotti da CASCADE a parità di valori non riproducono questo effetto. Questo fenomeno viene spiegato considerando che è possibile che un numero sufficientemente elevato di fallimenti di linee porti il sistema in una condizione di carico complessivo *minore* rispetto a quello che ha generato il blackout a cascata. Oltre a questo, è possibile che la catena dei

fallimenti porti il sistema a segmentarsi in una serie di sottoreti connesse e operative, separate da zone oscure.

CASCADE può essere modificato per tener conto di questo effetto. Un modo molto semplice per aggiornare il modello consiste nell'arrestare il processo di fallimento a catena se il numero di guasti supera una certa soglia  $r_{max}$ . In altre parole, lo stadio  $i$  di CASCADE si considera completato anche quando falliscono  $r_{max}$  componenti. I grafici prodotti da CASCADE così modificato riproducono l'andamento dei grafici in modo qualitativamente simile a quelli prodotti da OPA.

Un'ulteriore differenza tra i risultati prodotti da OPA e CASCADE è data dal fatto che una linea sottoposta a sovraccarico fallisce con  $p = 1$  in CASCADE, ma con  $p = p_1$  in OPA. Operando questa semplice modifica su CASCADE, si ottengono anche in questo caso risultati qualitativamente più simili a quelli prodotti da OPA.

### 3.4 Il modello di Nedic

In [16], nel quadro più grande dello studio delle perturbazioni di sistemi complessi, D. Nedic propone una modellazione utile per lo studio dei disturbi nei sistemi elettrici, basata su *event tree*. Concettualmente, come si vedrà un event tree proposto da Nedic è molto simile ad un più classico Fault Tree, ma di più semplice costruzione e gestione dato che ci si concentra sui possibili guasti peggiori, limitando così l'analisi rispetto all'intera casistica. Il succitato documento è anche di particolare interesse per le tematiche e le informazioni ivi contenuti riguardanti i disturbi, e la modellazione degli stessi, che possono colpire i generatori connessi alla rete di trasmissione. La notevole complessità dei fenomeni fisici, ma anche degli apparati in esame, e delle interrelazioni tra di essi si riflette inevitabilmente sui modelli che si propongono di riprodurli. Si ritiene comunque utile riassumere brevemente quanto in questo senso viene proposto in [16] riguardo la modellazione dei generatori in una successiva sezione (si veda sezione 4.4.2).

Come anticipato, la modellazione delle perturbazioni in un sistema complesso, non in questa sede ancora limitato a quello di produzione, trasmissione e distribuzione dell'elettricità, si basa su *event tree*; ogni guasto produce un nuovo stato transitorio a partire da un preesistente noto. Detti guasti creano i rami del event tree, all'interno del quale ogni percorso nodo-nodo è determinato da un particolare insieme di guasti. Si assume che i guasti considerati siano in realtà frutto dell'avvenuto intervento dei meccanismi di protezione, ma si dividono in guasti attesi o inattesi; questi ultimi si verificano in virtù della presenza di un *hidden failure*, mentre i primi sono considerati frutto delle instabilità e delle perturbazioni che causano la violazione dei limiti operativi dei componenti; tali perturbazioni occorrono naturalmente durante l'evoluzione del sistema in caso di guasti nel medesimo.

Naturalmente, data la complessità del problema in esame, ma anche dei sistemi che si vanno a studiare, la dimensione del event tree può destare preoccupazione. In [16] si propongono alcune tecniche atte a limitare questi problemi, tra cui la ricerca del peggior caso possibile sulla base di alcuni indicatori ben definiti.

### 3.4.1 Descrizione e costruzione dell'albero degli eventi

L'albero, come anticipato, è costituito da un insieme di nodi ed archi in cui ogni nodo rappresenta uno stato (stabile) del sistema, mentre ogni arco rappresenta il guasto di un componente. La radice dell'albero rappresenta invece lo stato del sistema in assenza di guasti, ovvero prima che il disturbo abbia luogo. Ogni possibile nodo rappresenta quindi uno stato degradato del sistema che viene determinato da quella sequenza di guasti rappresentata dalla sequenza di archi che lo congiungono con la radice. Si deduce che il livello di un dato nodo (ovvero la lunghezza, in termini di archi, che congiunge detto nodo alla radice) rappresenta dunque il numero di fallimenti occorsi; chiaramente, nodi allo stesso livello rappresentano stati causati da un identico numero di guasti.

Si fissa un livello massimo  $L_{max}$  per i nodi in esame, perchè si considera che livelli troppo elevati (ovvero sequenze di guasti troppo lunghe) si verificano con probabilità trascurabile.

Si imposta un ulteriore limite per i nodi *successori* di uno dato, al fine di evitare la crescita esponenziale dell'albero degli eventi. Il criterio adottato in questo senso prevede la scelta del peggior caso possibile secondo un criterio precisato successivamente.

La costruzione dell'albero prevede i seguenti passi:

- si seleziona casualmente un nodo di primo livello; l'insieme dei nodi di primo livello è predeterminato e specificato prima dell'inizio della simulazione. Si assume inoltre che tutti i guasti che determinano il raggiungimento del primo livello siano guasti occorsi su linee, e che tali guasti siano in realtà derivati dall'intervento dei meccanismi di protezione.
- si determina quanti degli stati (nodi) di primo livello siano stabili; dato che si assume che i sistemi di produzione e trasmissione dell'elettricità siano stabili secondo il criterio N-1, è lecito attendersi che la maggior parte dei nodi di primo livello siano stabili; in ogni caso, solo gli stati stabili sono considerati nella ricerca del successore della radice.
- si seleziona il nuovo nodo di livello I come nodo *predecessore*, si procede quindi alla ricerca dei successivi mediante tecnica *Depth-First* (ricerca in profondità).

- si costruisce, se non già fatto, la lista dei nodi aperti (*ONL*, *Open Node List*), che conterrà i nodi che possono essere successori o terminali. In tale lista si inserisce il nodo predecessore corrente.
- si considerano tutti i possibili guasti relativi al nodo predecessore attuale; i relativi nodi vengono chiamati *nodi candidati*. Considerando gli indici di stabilità, si classificano tali nodi candidati selezionandone al più  $N_{succ}$ , dove  $N_{succ}$  è un parametro fissato prima dell'inizio della simulazione.
- si passa dunque a cancellare il primo nodo presente nella ONL e ad estendere la suddetta aggiungendo in coda (appendendo) i nodi candidati attuali. Un caso particolare si ha se la ONL non è vuota al momento dell'inserzione; in tal caso, si inseriscono in testa i candidati correnti.
- la ricerca continua o meno in base allo stato della ONL: se questa è vuota e tutti i nodi di primo livello sono stati esplorati, la ricerca ha termine; se la ONL è vuota ma non tutti i nodi di primo livello sono stati esplorati, si seleziona un nuovo nodo di questi e si riparte con la scelta dei candidati; altrimenti, si prosegue con l'algoritmo di costruzione.
- un'ulteriore condizione di arresto è data a questo punto dalla profondità dell'albero sin qui costruito: se tale profondità è maggiore od uguale di  $L_{max}$ , si ha un nodo terminale.
- in caso di nodo terminale, si completa il percorso di ricerca, ed il nodo viene rimosso dalla ONL, e l'algoritmo riparte riconsiderando lo stato della ONL; in caso viceversa un nodo non sia terminale, si considera come nodo predecessore e ricomincia la ricerca dei nodi candidati.
- se il limite di profondità non è stato raggiunto quando il precedente controllo ha avuto luogo, si determina la terminalità o meno di un dato nodo controllandone se si ha o meno un fallimento del sistema. Se si ha un fallimento, il nodo in esame viene dichiarato terminale; altrimenti il nodo può avere successori da ricercare nel modo appena delineato.

Una possibile variante dell'algoritmo appena presentato, non approfondita in [16] ma unicamente introdotta, prevede la ricerca dei nodi successivi a quello di livello I mediante tecnica *Breadth First* (ricerca per livelli). In questo caso, al contrario del precedente, i nuovi nodi candidati vengono sempre piazzati al termine della lista corrente invece che all'inizio della stessa.



### 3.4.2 Procedura di simulazione

La procedura di simulazione vera e propria si suddivide in due punti principali: verifica della stabilità di un dato stato, e costruzione della sequenza di eventi. A cominciare dallo stato generato dal guasto iniziale, si effettua un'analisi della stabilità del transitorio (*transient stability*). Si hanno potenziali problemi di instabilità del transitorio quando l'angolo di fase tra due o più generatori varia rapidamente e significativamente; questo fenomeno è a sua volta causato da variazioni di carico percepite dai generatori coinvolti. L'analisi può dare uno di questi tre risultati:

- sistema stabile:  
si effettua un calcolo della distribuzione del flusso di potenza per vedere se è necessario disconnettere del carico.
- sistema instabile:  
*vari* (sic) generatori mostrano un comportamento instabile.  
Lo stato del sistema è considerato non sicuro, non si considerano ulteriori fallimenti.
- sistema instabile **localmente**:  
*pochi* (sic) generatori mostrano un comportamento instabile.  
si ottiene uno sbilanciamento di potenza (power imbalance). Si calcola dunque la risposta del sistema.

La risposta del sistema ad uno sbilanciamento di potenza può essere una delle seguenti:

- il sistema è stabile in frequenza.
- il sistema subisce un collasso in frequenza.  
Lo stato del sistema è considerato non sicuro, non si considerano ulteriori fallimenti.
- il sistema subisce una o più violazioni del limite minimo di frequenza, in conseguenza delle quali deve disconnettere del carico.  
Lo stato del sistema è considerato non sicuro, non si considerano ulteriori fallimenti.

La stabilità rispetto ai criteri introdotti viene verificata mediante modellazione del comportamento dei componenti del sistema, basandosi su sistemi di equazioni differenziali piuttosto complessi che tengono conto dei vari aspetti elettrici. Se il sistema è stabile secondo entrambi i criteri appena introdotti, si calcola la nuova ripartizione del flusso elettrico e si seleziona un nuovo guasto nella catena di eventi. Il nuovo guasto si seleziona relativamente ad un elemento presente nella *regione di vulnerabilità*. I generatori vengono ordinati in base alla probabilità di fallimento in base ai seguenti criteri:

- vicinanza in termini elettrici al disturbo.
- prossimità o meno rispetto ai limiti operativi.
- incremento della potenza reattiva erogata dal generatore.

### 3.4.3 Analisi dei risultati della simulazione

I risultati che la simulazione presentata introduce sono sequenze di eventi. Tali sequenze sono classificabili in base alla probabilità di occorrenza e al costo associato. La probabilità di occorrenza di una sequenza di eventi viene calcolata direttamente come **prodotto della probabilità di occorrenza dei singoli eventi componenti la sequenza**. Si noti che si assume che gli eventi siano tra loro *indipendenti*. La stima della probabilità di occorrenza del singolo evento tiene conto dello stato del sistema e del sovraccarico sulle linee. Si tiene anche conto dei fenomeni di *hidden failures*.

Il costo di una particolare sequenza viene calcolato sulla base della quantità di energia elettrica non consegnata, l'estensione dell'area colpita e la tipologia di utenza colpita.

## 3.5 Modellazione dei guasti nascosti (hidden failures)

Si evidenzia in questa sezione un particolare comportamento rilevato nei SPTDE che viene inserito nei precedenti modelli OPA e di Nedic in modalità sostanzialmente identiche; la modellazione operata da Nedic può essere vista come una generalizzazione di quella proposta in [4].

La modellazione dei guasti nascosti riguarda il comportamento delle protezioni poste negli elementi del SPTDE. Chiaramente, il funzionamento di queste protezioni determina in modo diretto il comportamento in presenza di guasti. In particolare, il buon funzionamento delle protezioni è critico per reagire correttamente e tempestivamente ai guasti. Gli aspetti salienti del funzionamento delle protezioni sono l'assenza sia di falsi positivi sia di falsi negativi; in altri termini, ci si aspetta che le protezioni intervengano quando richiesto e, parimenti, *non* scattino quando non necessario.

Generalmente le protezioni funzionano in modo corretto, al punto che il malfunzionamento di queste è considerato un evento estremamente raro (*not-credible contingency*). A dispetto di questo, i dati sperimentali hanno mostrato che malfunzionamenti nelle protezioni hanno contribuito in modo sostanziale a disturbi su larga scala (si vedano riferimenti proposti in [16]). Questo tipo di guasti che affligge i meccanismi di protezione è detto nascosto perchè viene alla luce non direttamente bensì a causa di un altro evento, quando il sistema si trova in condizioni di stress. Ad esempio, un guasto latente su una protezione di una linea viene esposto, e causa il suo effetto,

quando una linea subisce un sovraccarico a causa di una ulteriore anomalia. La rilevazione dei guasti nascosti è per questo motivo decisamente difficile. Si noti che un guasto nascosto non è necessariamente corrispondente ad un guasto fisico; sono classificati come guasti nascosti anche errori umani o impostazioni non corrette del sistema effettuati in precedenza.

### 3.6 Comparazione dei modelli presentati

In questa sezione si riassumono le caratteristiche più importanti dei modelli sin qui visti, nelle tabelle 3.1, 3.2 Si introducono brevemente anche le caratteristiche del nuovo modello proposto in questo documento, evidenziando le differenze ed i punti in comune con quanto visto. Il presente modello sarà descritto nel dettaglio a partire dal capitolo seguente.

	<b>CASCADE</b>	<b>OPA</b>	<b>Nedic</b>	<b>EIDM1</b>
<b>obiettivo dello studio</b>	comprendere l'effetto del carico su fallimenti a cascata	comprendere l'effetto di sovraccarichi e cadute di linee in cascata	individuare eventi pericolosi e componenti più vulnerabili	valutare interazioni tra sistema di controllo e sistema elettrico
<b>misure di interesse</b>	numero di componenti falliti	numero di linee fuori servizio per blackout	gravità sequenze di fallimenti x probabilità	performability e distribuzione della gravità del blackout
<b>formalismo di modellazione</b>	N/A	N/A	event tree	N/A
<b>tipo di processo</b>	probabilistico	probabilistico (processo markoviano su scala tempi lenta)	probabilistico	probabilistico
<b>tecnica di soluzione</b>	analitica	simulativa	simulativa	simulativa

Tabella 3.1: riepilogo delle caratteristiche dei modelli descritti: obiettivi, misure, formalismi

	<b>CASCADE</b>	<b>OPA</b>	<b>Nedic</b>	<b>EIDM1</b>
<b>componenti identici</b>	si	si	no	<b>no</b>
<b>topologia</b>	no	si	si	<b>si</b>
<b>grandezze elettriche considerate</b>	flusso di corrente	flusso di corrente	corrente, tensione, frequenza, fase	flusso di corrente <sup>1</sup>
<b>costo dei generatori</b>	N/A	identico	identico	identico
<b>costo dei carichi</b>	N/A	identico (alto)	identico	diverso
<b>valore dei carichi</b>	N/A	deterministico o casuale	deterministico	deterministico
<b>flusso iniziale</b>	casuale	deterministico	N/A	deterministico
<b>fallimenti (outage) di</b>	componenti	linee, protezioni (N)	linee, generatori, protezioni	linee, generatori, sottostazioni, protezioni
<b>aumento capacità produzione generatori</b>	no	si (tempi lunghi)	no	no
<b>assestamento spontaneo del sistema (istantaneo)</b>	no	no	N/A	si
<b>strategia di assestamento</b>	N/A	N/A	N/A	<b>algoritmo specifico</b>
<b>sistema di controllo</b>	si <sup>2</sup>	si <sup>3</sup>	no	<b>si</b>
<b>politica di redistribuzione del flusso</b>	uniforme	ottimale	N/A	<b>ottimale con differenti politiche</b>
<b>tempo all'intervento del sistema di controllo</b>	istantaneo	istantaneo	N/A	<b>casuale</b>
<b>modello esplicito per sistema di controllo</b>	no	no	N/A	<b>si</b>
<b>fallimento del sistema di controllo</b>	N/A	N/A	N/A	<b>si</b>

Tabella 3.2: riepilogo delle caratteristiche dei modelli descritti: assunzioni

## Capitolo 4

# Descrizione del modello astratto EIDM1

Nei capitoli precedenti è stato descritto il sistema da analizzare (SPTDE) nei suoi aspetti salienti, dato che una descrizione puntuale avrebbe richiesto molto più spazio ed esulerebbe dagli scopi di questo documento. Sono anche stati introdotti e descritti brevemente alcuni dei modelli esistenti che rappresentano il sistema in esame. In questo capitolo si introdurranno i concetti astratti del modello EIDM1 evidenziando gli obiettivi e le misure di interesse, oltre che le differenze rispetto ai modelli esistenti.

La modellazione qui proposta si concentra prevalentemente sul STEE e relativo sistema di controllo, incorporando solo quegli aspetti del funzionamento degli altri sottosistemi necessari a riprodurre le influenze di questi sullo stato del STEE. Infatti, come esposto precedentemente, non è possibile isolare il funzionamento di uno dei principali sottosistemi elettrici dagli altri.

### 4.1 Struttura e divisione in componenti di EIDM1

EIDM1 non intende riprodurre in maniera puntuale l'evoluzione del SPTDE. Si è operato in questo modo perchè la complessità risultante sarebbe estremamente elevata e anche perchè sarebbero necessarie informazioni non disponibili al momento della stesura del presente modello.

Gli aspetti del sistema reale che si sceglie di modellare sono:

1. *comportamento degli elementi costituenti il SPTDE:*

Si identificano alcuni componenti fisici del SPTDE, ritenuti di maggiore interesse per la simulazione, e si riproduce il relativo comportamento in relazione a determinati eventi quali la presenza di carico o meno, la variazione di carico, ma anche l'effetto delle protezioni automatiche eventualmente presenti nel corrispondente componente reale. L'occorrere degli eventi modifica lo stato dei componenti e quindi del

sistema, influenzando le reazioni ai successivi eventi. Il comportamento degli elementi presenti nel SPTDE è omogeneo in base alle tipologie di componenti modellati, descritti nel seguito. A parità di stato e di evento, tutti i componenti presenti nel modello appartenenti ad una data categoria reagiranno allo stesso modo.

2. *stato degli elementi costituenti il SPTDE:*

Si tiene traccia dello stato interno di ogni componente modellato del sistema in esame sia perchè detto stato determina le reazioni a determinati eventi, sia per poter estrarre le misure di interesse precedentemente delineate (si veda sezione 2.9). Le informazioni di stato vengono conservate in modo indipendente per ogni elemento esistente nel sistema.

3. *interconnessione degli elementi (topologia):*

La connettività del STEE fa parte dello stato complessivo del sistema; questo aspetto determina le influenze reciproche dei vari elementi costituenti il SPTDE, ed è quindi necessario riprodurlo e tenerne traccia.

4. *sistema di controllo:*

Il sistema di controllo, inteso come organismo centralizzato che determina la riconfigurazione del sistema in seguito a disturbi. In questo aspetto è compreso lo stato del sistema di controllo, che determina l'attuazione di una particolare strategia di riconfigurazione in base al presentarsi di una determinata condizione. Le condizioni di attivazione del sistema di controllo sono rappresentate da eventi specificati, e anche le riconfigurazioni sono espresse in termini di nuovi eventi.

5. *strategia di riconfigurazione:*

Si preferisce tenere distinta la strategia di riconfigurazione che il sistema di controllo può adottare in base alle circostanze. La strategia di riconfigurazione rappresenta infatti il comportamento vero e proprio del sistema di controllo; parallelamente a quanto si riscontra per degli elementi del SPTDE, tale comportamento cambia sia in relazione allo stimolo in ingresso sia allo stato interno del sistema di controllo.

6. *sistema di aggiornamento:*

Questo componente non riproduce direttamente una parte del SPTDE, astratta o concreta, effettivamente riscontrata, ma viene introdotta per garantire in ogni istante della simulazione la coerenza tra lo stato dei vari componenti. Al fine di ottenere una ragionevole accuratezza della simulazione è necessario rappresentare quell'insieme di modifiche spontanee che il SPTDE subisce durante lo svolgersi della simulazione senza che esse siano dettate da un intervento del sistema di controllo. Questo componente gestisce, ad esempio, i cambiamenti

di stato che occorrono negli elementi a seguito di perturbazioni prima dell'intervento del sistema di controllo.

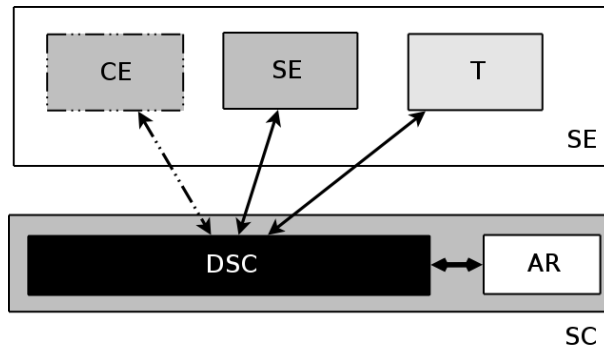


Figura 4.1: rappresentazione schematica delle componenti di EIDM1 e corrispondenti relazioni. Legenda: CE - Comportamento degli Elementi; SE - Stato degli Elementi; T - informazioni di Topologia (interconnessioni tra elementi); SC - Sistema di Controllo; DSC - Decisore del Sistema di Controllo; AR - Algoritmo di Riconfigurazione

La figura 4.1 mostra in modo schematico le relazioni tra i componenti summenzionati. Le frecce rappresentano le relazioni e gli scambi di informazioni tra i componenti.

#### 4.1.1 Rappresentazione dello stato elettrico del sistema

In ogni istante simulato, lo stato complessivo del SPTDE è dato dall'aggregazione degli stati di tutti gli elementi presenti. I vari componenti appena descritti si influenzeranno reciprocamente mediante scambio di informazioni, e tale scambio di informazioni determinerà una variazione dello stato interno di un certo numero di elementi.

L'evoluzione temporale dello stato dei componenti presenti viene quindi considerata discreta. In altre parole, si considerano solo gli istanti di tempo in cui avvengono cambiamenti di stato. Questo aspetto permette di riprodurre con buona fedeltà l'evoluzione del sistema intesa come sequenza di stati senza appesantire eccessivamente la simulazione stessa.

La rappresentazione dello stato interno dei componenti modellati del SPTDE deve comprendere alcune grandezze tipiche dell'elettrotecnica, dato che gli elementi modellati (linee di conduzione, generatori, sottostazioni...) operano in questo campo. Le grandezze fondamentali del sistema elettrico che possono essere utilizzate per caratterizzare lo stato del sistema sono principalmente la tensione ( $V$ ), l'intensità di corrente ( $I$ ) e la frequenza della corrente ( $f$ ), dato che si opera in modo trifase. Naturalmente, una modellazione esaustiva dal punto di vista elettrico dovrebbe considerare fattori quali l'angolo di fase ai generatori, e molte altre grandezze fisiche. In effetti, la creazione di un modello preciso per la caratterizzazione di sistemi elettrici anche considerando sistemi molto più semplici di un SPTDE è un compito tutt'altro che banale. Ritenendo fuori dallo scopo di questo documento un'analisi precisa dello stato elettrico del sistema, si è scelto di caratterizzare lo stato interno degli elementi modellati prevalentemente considerando l'intensità di corrente ( $I$ ). Alcuni effetti derivanti da scompensi di tensione ( $V$ ) o frequenza ( $f$ ) sono comunque approssimati mediante astrazioni che saranno descritte in maggior dettaglio nelle sezioni seguenti (si veda sezione 4.4.2 ).

La motivazione dietro questa scelta è stata quella di riuscire a riprodurre gli effetti dell'insorgere di anomalie causate da grandezze non considerate ( $V$  e  $f$  appunto) pur mantenendo semplice dal punto di vista elettrico lo stato interno degli elementi.

La caratterizzazione dello stato per mezzo della sola intensità di corrente consente comunque di approssimare con buona fedeltà il carico che un dato elemento (ad esempio linee di conduzione) sperimenta in un dato istante di tempo. Lavori precedenti mostrano come il carico sperimentato da un elemento, in particolare da una linea, sia il principale fattore che ne causa il guasto, e l'approssimazione introdotta viene dunque ritenuta accettabile (si veda ad esempio [9], e [10]).



#### 4.1.2 Variazione dello stato del sistema

Si prevede, come anticipato precedentemente, che lo stato interno di un dato elemento modellato rimanga costante sino all'occorrere di un evento che ne causa l'alterazione. Si elencano in questa sezione i possibili eventi che possono determinare variazioni di stato.

- *manifestarsi di un difetto interno:*

I difetti interni considerati sono l'usura di un determinato elemento e il manifestarsi di guasti dovuti a sovraccarico. Ad ogni elemento operante in condizioni regolari è assegnato un tempo al fallimento che rappresenta l'esaurimento, dovuto ad usura, della vita operativa dell'elemento stesso (si veda sezione 4.3.2 per ulteriori dettagli). La fine della vita operativa coincide con la disattivazione dell'elemento interessato. Questo tipo di difetto si manifesta anche in assenza di sovraccarichi dato che non si considerano gli eventi di riparazione. La presenza di sovraccarichi, soprattutto prolungati, determina una maggiore usura e un maggior rischio di insorgenza di difetti interni. Tali situazioni vengono rappresentate con una rapida riduzione della vita operativa media. In casi di sovraccarico particolarmente gravi si un guasto immediato.

- *manifestarsi di un difetto esterno:*

Gli eventi esterni, nell'ambito della modellazione, si considerano manifestarsi in base ad una distribuzione di probabilità fissata e su un insieme fissato di possibili elementi (si veda ancora 4.3.2).

- *propagazione di un'anomalia:*

Determinati tipi di anomalie possono influenzare non solo l'elemento in cui l'anomalia nasce, ma anche gli altri ad esso connessi. È questo il caso, ad esempio, del sovraccarico dovuto ad un fulmine che colpisce una linea. Allo stesso modo, un guasto su una sottostazione che raccorda più linee può causare l'insorgere di anomalie sulle linee ad essa connesse. Anche in questo caso le anomalie si propagano usando distribuzione di probabilità fissata e selezionabile come parametro di simulazione. Si considera inoltre solo la propagazione di quelle anomalie non neutralizzate dai meccanismi di protezione incorporati nell'elemento originante l'anomalia stessa.

- *intervento del sistema di controllo:*

Il compito basilare del sistema di controllo è quello di determinare un nuovo stato del sistema, il migliore possibile in base a criteri prefissati, al manifestarsi di determinate condizioni anch'esse prefissate. Per far ciò il sistema di controllo riconfigura il SPTDE nel suo complesso, e questo determina un certo numero di eventi che coinvolgono un sottoinsieme degli elementi nel sistema.

## 4.2 Elementi del sistema elettrico modellati

Al fine di mantenere la complessità della modellazione entro limiti di managevolezza, si sceglie di modellare il comportamento di un numero ridotto di componenti del SPTDE, considerati come aggregati di elementi effettivamente presenti in realtà.

Chiaramente, la fedeltà della riproduzione del comportamento del sistema nel suo complesso risulta maggiore in caso di una modellazione più dettagliata degli elementi effettivamente presenti. Ciò comporterebbe però un incremento di complessità sia riguardo la sofisticazione della modellazione del singolo elemento, sia come numero complessivo di elementi da modellare, e da includere nel modello.

Si è ritenuto adeguato alla luce degli obiettivi e delle misure di interesse precedentemente esposte (si veda la sezione 2.9) il livello di dettaglio proposto in questa sezione. In base all'orientamento del presente modello rispetto al STEE, si modella il comportamento dei seguenti componenti:

- *Impianto di produzione (Plant):*  
Gli impianti di produzione dell'energia elettrica effettivamente connessi al STEE si modellano come generatori singoli. Questo permette di aggregare non solo tutti i generatori realmente presenti in una stessa centrale elettrica, ma anche tutte le centrali eventualmente presenti in uno stesso sito. Un generatore comprende atomicamente anche i meccanismi di autoprotezione precedentemente descritti e i necessari componenti di supporto (linee di connessione interne, trasformatori).
- *Sottostazione (Substation):*  
Tutti i punti di interconnessione tra le linee (si veda sotto) del STEE e con il SDEE vengono modellati allo stesso modo come sottostazioni, comprendendo in modo atomico tutti i componenti di supporto o interni (interruttori, sbarre, trasformatori). Considerando il STEE come un grafo magliato, si ha che la maggior parte dei nodi sono sottostazioni (i rimanenti, impianti di produzione). Ognuno di questi nodi può, dipendentemente dalle impostazioni del modello, essere anche punto di interconnessione con il SDEE o meno.
- *Linea di trasmissione (Line):*  
Si modella un segmento noto ed identificabile della rete di trasmissione come una linea. Eventuali linee multiple o ridondanti nella realtà sono modellate con linee singole; il comportamento (si veda oltre) della stessa potrà comunque tener conto delle diverse caratteristiche delle linee riprodotte. I meccanismi di protezione e di supporto (ad esempio interruttori) sono considerati parte integrante della singola linea modellata.

## 4.3 Comportamento comune degli elementi modellati

Si descrivono in questa sezione alcuni aspetti comuni del comportamento per tutti gli elementi modellati del SPTDE. La sezione 4.4 completerà la descrizione dettagliando il comportamento specifico in base alla tipologia di elemento.

### 4.3.1 Stati di funzionamento

Indipendentemente dalla rappresentazione utilizzata per i parametri elettrici degli elementi modellati, si può classificare lo stato di un dato elemento modellato in base a determinate condizioni. Il valore dei parametri elettrici determina in modo puntuale lo *stato interno* di un determinato elemento, mentre il comportamento percepito dall'esterno (buon funzionamento, sovraccarico, guasto, disattivazione) ne determinano lo *stato esterno*. Chiaramente, le condizioni e le transizioni dipenderanno dal valore dello stato interno, e quindi dalla rappresentazione peculiare; si può comunque operare una distinzione in stadi o fasi di funzionamento nel modo che segue.

Si caratterizza in primo luogo lo stato esterno di un elemento come attivo o non attivo. Un elemento attivo eroga o richiede i servizi cui è preposto, ad esempio un impianto produce energia elettrica. Un elemento non attivo risulta indisponibile a meno di successiva riattivazione; ai fini dell'evoluzione del SPTDE, è come se non fosse presente. Si può suddividere ulteriormente la fase di attività di un elemento in due sottofasi: *funzionamento regolare* e *funzionamento degradato*; di queste, la seconda fase potrebbe essere considerata sinonimo di sotto eccessivo stress. Un elemento si trova in condizione di funzionamento regolare se i suoi parametri interni si trovano all'interno di un intervallo atteso e fissato. Gli estremi di questo intervallo sono posti pari a zero e ad un valore, dipendente dalla tipologia dell'elemento e da parametri del modello, chiamato **limite operativo** ( $L_O$ ). Questa suddivisione riproduce quanto accade nella realtà in quanto il costruttore fornisce dei limiti dei parametri operativi di un dato componente entro il quale le prestazioni, tra cui il tempo al fallimento, sono note e garantite. Il limite operativo non rappresenta dunque il limite fisico del componente, in termini di resistenza al carico, ma il limite di funzionamento ottimale del componente stesso.

Un elemento si trova invece in fase di **funzionamento degradato** se il valore dei parametri che caratterizzano lo stato interno di un dato elemento sono tali da eccedere il limite operativo ma non ancora tali da causarne il guasto o l'intervento dei meccanismi di protezione. In questa situazione, l'aspetto principale di interesse è che il tempo al fallimento atteso dell'elemento considerato decresce rapidamente. Ad esempio, nel caso di una linea di conduzione, la presenza di un eccessivo carico determina una dilatazione termica che incrementa sensibilmente il rischio di contatti con l'ambiente

circostante e quindi di rottura o di corto circuito.

Si stabilisce un ulteriore valore detto **limite di funzionamento** (LF) raggiunto il quale lo stesso subito dall'elemento in causa si considera eccessivo, tale da causarne l'indisponibilità o per guasto o per intervento dei sistemi di protezione. La fase di funzionamento degradato sarà dunque caratterizzata da valori dello stato interno compresi tra il limite operativo ed il limite di funzionamento. La figura 4.2 rappresenta in modo schematico le possibili

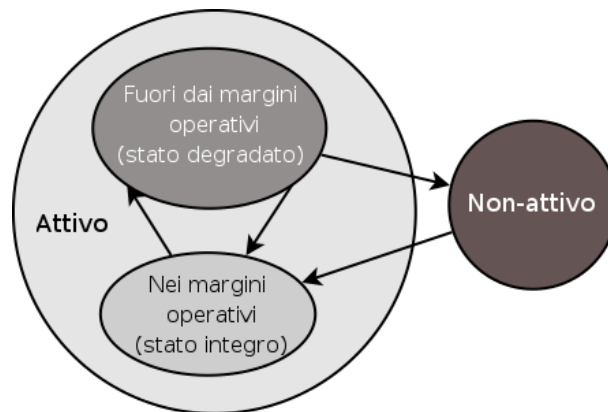


Figura 4.2: transizioni di stato per gli elementi

transizioni tra stati di un generico elemento. Il ruolo dei limiti è riassunto in tabella 4.1

situazione parametri	conseguenza
parametri elettrici elemento tra zero e limite operativo	funzionamento regolare
parametri elettrici elemento tra limite operativo e limite di funzionamento	funzionamento in sovraccarico
parametri elettrici elemento oltre limite di funzionamento	guasto e disabilitazione immediato

Tabella 4.1: legame tra limiti di funzionamento e stato di funzionamento

### 4.3.2 Tempo al fallimento

La modellazione del comportamento degli elementi prevede la rappresentazione della limitatezza della durata dei componenti fisici che si sperimenta nella realtà. Si usa una misura quantitativa (TAF, Tempo al Fallimento) della lontananza temporale dal prossimo guasto prevedibile, perché dovuto a

usura dell'elemento. Si modella il TAF di ogni elemento con una distribuzione di probabilità selezionabile come parametro di simulazione, con media e varianza note. La distribuzione adottata, come per i casi precedenti, è come scelta predefinita una distribuzione gaussiana troncata, in quanto fornisce un buon compromesso tra realismo e semplicità.

La scadenza del TAF associato ad un elemento ne causa un guasto, e la conseguente indisponibilità; si considera lo scadere del TAF come il manifestarsi di un difetto interno che non è possibile neutralizzare, dato che sarebbero richieste riparazioni che non sono considerate nella presente modellazione. Lo stress cui un dato elemento è sottoposto, ad esempio una linea in sovraccarico, ne determina una riduzione del TAF. In effetti, un sovraccarico eccessivamente intensivo o troppo prolungato causa la repentina discesa a zero del TAF, riproducendo quanto si verifica nella realtà. Le modalità con cui questo accade saranno precisate nella successiva sezione (si veda sezione 4.4, ma si veda anche 5.6), e dipenderanno da alcuni parametri del modello. La figura 4.3 mostra un andamento puramente qualitativo del TAF di un dato elemento in base a quanto appena esposto.

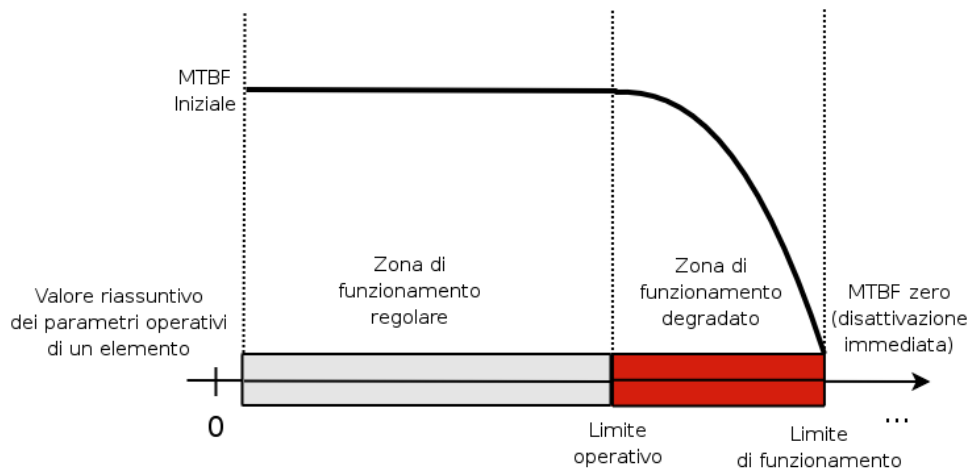


Figura 4.3: andamento qualitativo del TAF in base al sovraccarico o meno di un elemento. L'andamento del decadimento del valore di TAF nell'area di sovraccarico è puramente indicativo

## 4.4 Comportamento degli elementi modellati

In questa sezione si specifica il comportamento degli elementi modellati in base alla rispettiva tipologia. Le parti comuni della modellazione del comportamento degli elementi e la modellazione dello stato rimangono quelle specificate in precedenza salvo dove diversamente specificato.

#### 4.4.1 Linee di conduzione

Si caratterizza una linea in base al carico attuale  $C_a$  che essa supporta e in base ad un carico massimo  $C_m$  che ne costituirà il limite operativo secondo la definizione precedente. Si caratterizzano inoltre i difetti che una linea può sperimentare nel seguente modo:

- *difetti interni*: si considera elemento predominante il malfunzionamento dei meccanismi di protezione ai capi della linea stessa. Qualora una linea sia disattivata, le linee adiacenti vengano a loro volta disattivate con probabilità  $P$ . Si decide di propagare l'errore anziché il difetto (ad esempio un sovraccarico) per maggiore semplicità. Questo meccanismo riproduce anche il fenomeno degli *hidden failures* precedentemente descritti.
- *difetti esterni*: si considera, in base ai dati sperimentali disponibili, l'evento di caduta di fulmine come quello più probabile per i difetti esterni. Si stabilisce dunque una distribuzione di probabilità per l'insorgere di tali difetti in base ai dati disponibili sulla caduta di fulmini e all'estensione delle linee. Per il resto si procede come già descritto in termini generali.

Per quanto riguarda la scelta dei limiti operativi e di funzionamento si opera come segue:

- *limite operativo*:  
si richiede come parametro del modello in quanto intende riprodurre la capacità nominale di una data linea.
- *limite di funzionamento*:  
In base a dati provenienti dalla letteratura esistente, e da alcune misurazioni sperimentali, si definisce il limite di funzionamento ( $L_F$ ) in funzione del limite operativo ( $L_O$ ) secondo il seguente rapporto:

$$L_F = K L_O$$

Fissati i limiti, la definizione delle zone di funzionamento regolare e degradato segue direttamente. La zona di funzionamento regolare comprende valori di carico sulla linea compresi tra zero e  $L_O = C_m$  ( $0 \leq C_a \leq L_O = C_m$ ). La zona di funzionamento degradato è compresa tra  $L_O = C_m$  e  $L_F$  ( $L_O = C_m < C_a \leq L_F$ ).

Il tempo al fallimento di una linea varia in funzione del carico sperimentato:

- *in condizioni operative regolari:*  
 $0 \leq C_a \leq L_O = C_m$ , il TAF di una linea è pari ad un valore selezionato casualmente in una distribuzione gaussiana con media e varianza predefinite e date come parametro del modello. Questo riproduce il fatto che la vita di una data linea manifesta inevitabilmente una certa variabilità pur ricadendo in un intervallo predicibile. Questa variabilità riproduce anche parzialmente il diverso stress che il conduttore subisce pur operando entro i margini di sicurezza ( $C_a < C_m$ ).
- *in condizioni operative degradate:*  
 ovvero se  $L_O = C_m < C_a < L_F$  Il TAF di una linea verrà determinato utilizzando una variabile aleatoria con distribuzione uniforme nell'intervallo:  $[0, M']$  dove  $M'$  è calcolata come segue:

$$M' = -M \frac{(C_a - L_O)}{(L_F - L_O)} + M$$

Con casi limite pari TAF = 0 per  $C_a = L_F$  e TAF = M per  $C_a = L_O$ , e decadimento lineare tra gli estremi. Questo simula l'aumento di stress sul conduttore dovuto a sovraccarico, che, come nella realtà, può essere mantenuto solo per brevi periodi temporali mantenendo margini di sicurezza ragionevoli, e a lungo andare porta all'indisponibilità dell'elemento.

#### 4.4.2 Impianti di produzione

Si caratterizza un impianto in base all'energia prodotta in un dato istante  $P_a$  ed in base ad una produzione massima  $P_m$  che ne costituirà il limite operativo secondo la definizione precedente, similmente a quanto visto per le linee.

Si considerano le seguenti assunzioni:

1. *l'insorgenza di difetti diretti interni od esterni:*  
 in base ai dati sperimentali disponibili, tale evenienza viene considerata sufficientemente sporadica da poter essere ignorata; nel caso dei difetti esterni (caduta di fulmini in primo luogo) questo aspetto trova giustificazione nel fatto che gli impianti dispongono di protezioni molto migliori rispetto a quelle delle linee, e sono anche molto meno estesi, e quindi esposti, sul territorio. La letteratura consultata mostra anche che i generatori sono in generale robusti rispetto ai loro difetti. La simulazione di guasti dolosi non viene considerata esplicitamente in quanto può essere ricondotta a un'iniezione di guasto.
2. *scompensi dei generatori:*  
 per simulare tali scompensi percepiti dai generatori in termini di fre-

quenza dell'onda elettrica emessa in base a brusche variazioni del carico, ad ogni impianto viene associato un limite di variabilità di produzione per arco temporale fissato. Anche questo aspetto viene richiesto come parametro del modello. Se la variazione della produzione di un dato impianto varia in maniera troppo repentina, oltrepassando cioè il suddetto limite, si assume sia avvenuto un grave scompenso nel generatore, tale da causare mancata sincronia o sfioramento dei limiti di frequenza per l'onda elettrica emessa. L'impianto viene dunque disattivato, immediatamente o dopo un ritardo costante noto, per simulare l'entrata in azione dei meccanismi protettivi del suddetto.

Come ulteriore estensione, per simulare gli effetti di questi scompensi sull'intera rete, con particolare riferimento ai problemi di sincronia tra generatori, qualora un generatore venga disattivato per il suddetto motivo si può prevedere di disattivare anche tutti gli altri effettivamente connessi alla rete, con probabilità  $p_g$ . Trovando problematico, con le informazioni sin qui disponibile, riprodurre efficacemente (con buona verosomiglianza) questo effetto, a causa soprattutto del fatto che tale effetto è intrinsecamente continuo e richiede un maggior dettaglio nella gestione dello stato interno del generatore, si è preferito non implementare questa caratteristica nella versione qui esposta di EIDM1.

La figura 4.4 fornisce un semplice esempio di andamento ammesso o non ammesso (tale cioè da creare disturbi nella rete) della produzione di un generico impianto.

Per quanto riguarda la scelta dei limiti operativi e di funzionamento si opera con modalità analoghe rispetto a quanto visto per le linee. Non disponendo di studi in merito al funzionamento in sovraccarico da parte dei generatori, si richiede come parametro del modello l'impostazione sia del limite operativo sia del limite di funzionamento, che possono comunque essere calcolati e messi in relazione nei modi già visti per le linee.

La definizione delle zone di funzionamento e il comportamento del TAF degli impianti avviene in maniera analoga a quanto visto per le linee, utilizzando  $P_a$  e  $P_m$  rispettivamente invece di  $C_a$  e  $C_m$ .

### 4.4.3 Sottostazioni

Le sottostazioni sono caratterizzate in virtù della loro duplice funzione di interconnessione tra linee e di punti di contatto tra STEE e SDEE. Il comportamento delle sottostazioni prende le basi da quanto già visto per le linee, con analoghe considerazioni sulla determinazione dei limiti, delle fasi di funzionamento, dell'andamento del TAF e della caratterizzazione dello stato interno.



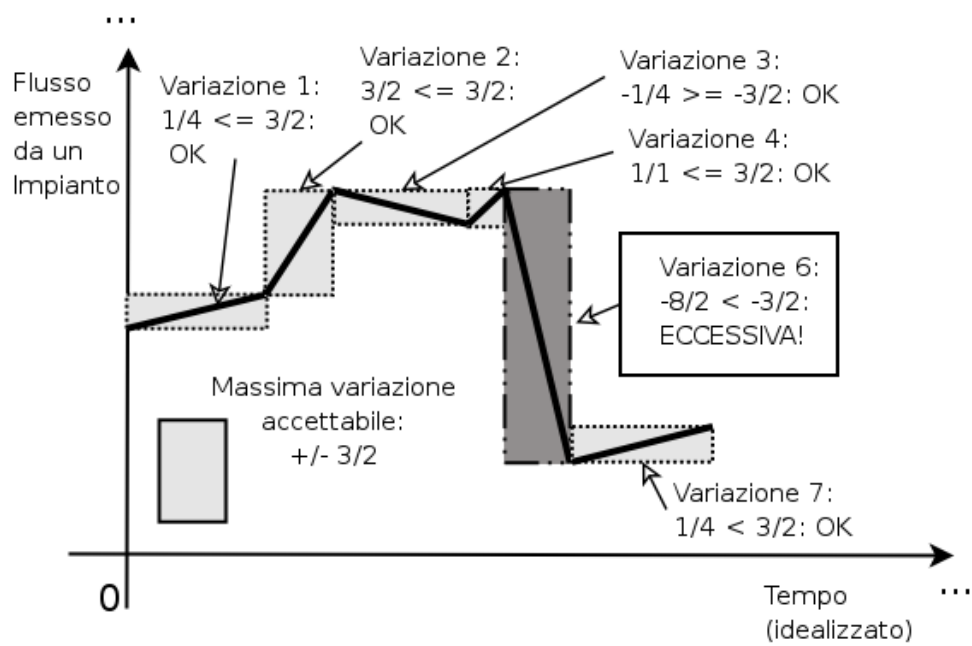


Figura 4.4: rappresentazione di un andamento indicativo del flusso emesso da un generatore, evidenziando le variazioni nella produzione accettabili o meno (fonte di scompensi che causano la disattivazione dello stesso).

Come nel caso degli impianti, una differenza fondamentale deriva dall'assenza di indicazioni per identificare chiaramente il limite di funzionamento e la sua relazione con il limite operativo (fattore  $K$  precedentemente utilizzato nella descrizione del comportamento delle linee). Si decide di richiedere anche questo aspetto come parametro del modello. Si introducono però alcune aggiunte. In primo luogo, si indica la potenza richiesta  $R$  da parte della sottostazione. Tale indice rappresenta i requisiti in termini di  $P_a$  della porzione di SDEE -e quindi di clienti- connessi ad una data sottostazione. L'indicazione di  $R$  è necessariamente imprecisa vista la natura magliata del STEE; una data porzione di SDEE potrebbe ricevere potenza da più sottostazioni contemporaneamente. Si ritiene comunque la presente un'approssimazione ragionevole, e sufficiente per la determinazione di un andamento realistico dei flussi di potenza, e quindi del carico degli elementi all'interno del modello. In relazione ai limiti di funzionamento, si avrà la seguente relazione:

$$0 \leq R \leq L_O = C_m$$

Data la natura di elemento di interconnessione propria di una sottostazione, la propagazione delle anomalie ha una maggiore importanza rispetto a quanto visto per le linee. In caso di guasto su una sottostazione, si propaga con probabilità  $P'$  il guasto a tutte le linee ad essa connessa; rispetto a quanto visto per le linee, ci si attende che valga  $P' > P$ . Non si pongono vincoli in tal senso demandando la probabilità di propagazione a parametro del modello.

## 4.5 Interconnessione degli elementi

L'interconnessione tra gli elementi, o, alternativamente, la topologia del sistema in esame determina la reazione dello stesso a disturbi. Inoltre, il funzionamento del sistema di controllo e di aggiornamento sono dipendenti dalla disponibilità delle informazioni aggiornate sulla topologia del sistema in esame. Particolari topologie risultano ostacolare o favorire in modo più o meno marcato l'insorgere ed il propagarsi dei disturbi.

Per rappresentare le interconnessioni, si può vedere, in modo abbastanza naturale, il STEE come un grafo magliato non orientato. Tale grafo viene quindi rappresentato mediante liste di adiacenza, in modo centralizzato. Questa scelta è dettata dalla necessità di rendere più agevole e scalabile la modellazione di sistemi di grandi dimensioni, comprendendo SPTDE di estensione nazionale.

La rappresentazione dell'interconnessione come grafo rende anche possibile l'applicazione di un vasto numero di algoritmi già collaudati per effettuare analisi statiche sulla rete. Compito del sistema di aggiornamento sarà quello di tenere sincronizzate le informazioni sullo stato degli elementi con quelle

sullo stato delle interconnessioni; in questo senso, la centralizzazione delle informazioni di interconnessioni facilita il compito del sistema di aggiornamento.

La topologia del sistema quindi concorre a far parte dello stato complessivo del sistema, ed è variabile nel tempo.

## 4.6 Sistema di controllo

Si modella il sistema di controllo (SC) sulla base di uno schema condizionamento. Il SC, similmente a quanto accade nella realtà, verifica in istanti di tempo noti lo stato esterno del sistema, e se determinate condizioni sono soddisfatte, interviene con opportune azioni. Le azioni del SC si concretizzano solitamente nella determinazione di un nuovo stato di equilibrio e nella conseguente riconfigurazione della rete.

La figura 4.5 illustra in modo astratto il funzionamento modellato del SC.

La modellazione del SC prevede che questo si comporti in modo reattivo quando un'anomalia viene rilevata nel sistema. Si ignora per semplicità la parte proattiva e di pianificazione dello stato del sistema che nella realtà è comunque compito del sistema di controllo centrale. La determinazione di un nuovo stato di equilibrio, e conseguente riconfigurazione, avviene mediante algoritmi intenzionalmente non specificati. L'unico vincolo riguardo detti algoritmi è che devono essere in grado di produrre stati stabili. Questo consente di comparare l'efficacia di algoritmi diversi a partire da stesse condizioni del sistema.

La determinazione del nuovo stato da parte del SC, non segue delle linee guida ben determinate, in quanto il nuovo stato sarà sia funzione dello stato attuale del sistema sia del particolare algoritmo adottato. Ad esempio, due possibili strategie possono essere da un lato tentare di fornire sempre la massima quantità di energia al maggior numero di richiedenti, a discapito di eventuali linee in sovraccarico, possibilmente temporaneo; all'estremo opposto si potrebbe scegliere di disabilitare alcune porzioni della griglia nel tentativo di mantenere nel complesso la rete di trasmissione entro i parametri operativi, sacrificando una porzione ridotta nel tentativo di mantenere la funzionalità della parte più grossa.

Si considera un potenziale errore sia in fase di rilevazione che di attuazione, per simulare gli effettivi guasti delle rispettive componenti riscontrate nella realtà. Tale errore può essere sia dipendente dall'estensione dell'anomalia che coinvolge la griglia, sia indipendente da esso e corrispondente ad un tasso costante preimpostato.

Sebbene desiderabile, nella formulazione correntemente esposta di EIDM1, non si è raggiunto un completo isolamento tra SC e modellazione dello stato degli elementi. Questo perchè la determinazione, e soprattutto l'attuazione,

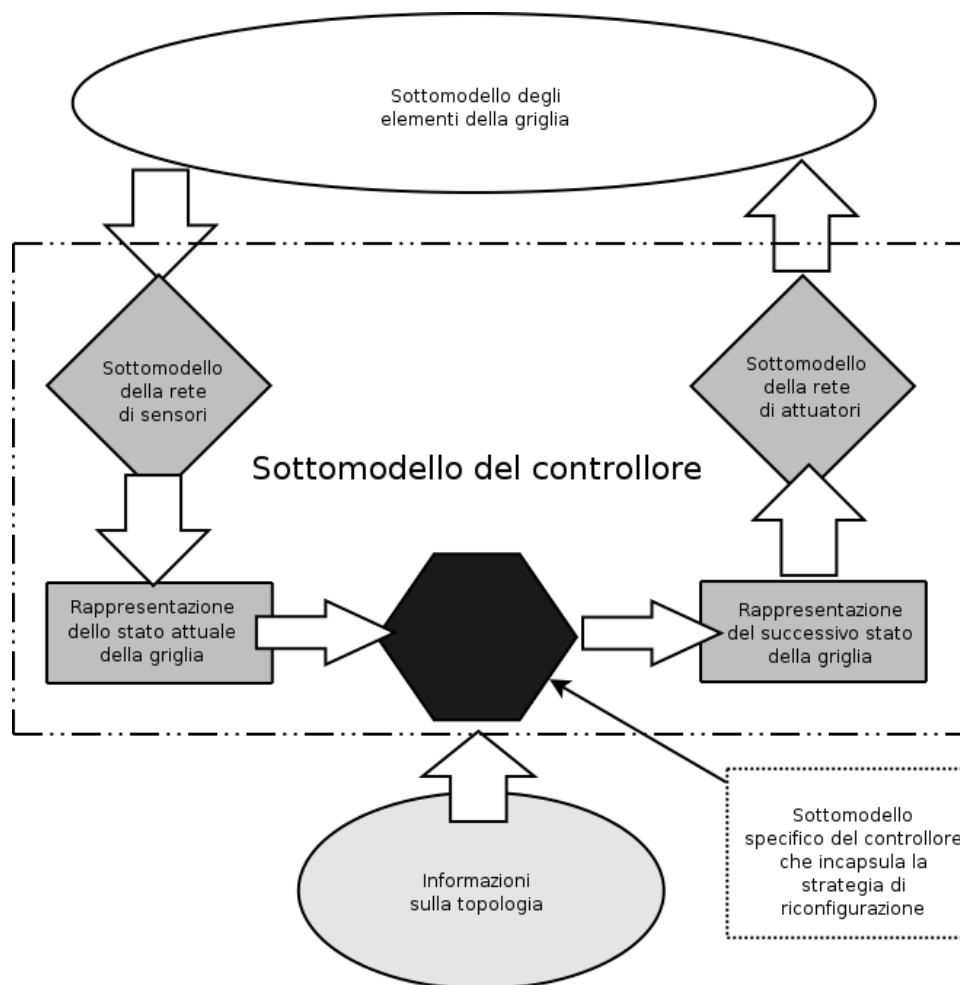


Figura 4.5: visione concettuale del funzionamento del sistema di controllo.

dello stato complessivo della griglia può richiedere accesso alla rappresentazione interna dei singoli elementi. Future estensioni di EIDM1 potranno permettere un maggiore isolamento, in virtù della creazione di interfacce più rigide e definite.

#### 4.6.1 Tempo di reazione del sistema di controllo

Il tempo di reazione del SC è il lasso di tempo che intercorre dalla rilevazione dell'anomalia che fa attivare il SC sino alla determinazione di un nuovo stato. Questo tempo di reazione non è fissato univocamente. Questa scelta è derivata da un insieme di considerazioni. In primo luogo, mancavano, al momento del disegno di EIDM1, informazioni precise riguardo i tempi di reazione misurati sperimentalmente; l'assenza di vincoli comporta comunque interessanti possibilità in ottica di valutazione dell'influenza di questi tempi sull'evoluzione del sistema in caso di anomalie. Una possibile conseguenza della durata non-nulla del tempo di reazione è che le condizioni del sistema al momento dell'applicazione delle contromisure determinate dal SC non saranno, in termini generali, le stesse rilevate al momento della determinazione delle contromisure.

La gestione dei tempi di reazione, combinata con l'aspetto appena accennato dell'evoluzione continua del sistema, fa emergere alcune problematiche applicative. In primo luogo, si può pensare all'esistenza di una *deadline* per la determinazione e l'applicazione delle contromisure determinate dal SC, superata la quale le modifiche non vengono applicate, simulando un malfunzionamento dell'infrastruttura informatica di controllo. In prima analisi, si vincola lo sfioramento della detta *deadline* ad una probabilità, il cui valore la cui determinazione è demandata allo specifico scenario da simulare; i dati sperimentali suggeriscono che detto valore dovrebbe essere ridotto ma non trascurabile.

Un'ulteriore problema riguarda la possibile inadeguatezza della configurazione elaborata dal SC a seguito dell'evoluzione spontanea della griglia. È infatti possibile che, come anticipato, a seguito degli inevitabili assestamenti che si verificano sulla griglia a seguito dell'insorgere di un'anomalia, lo stato complessivo del sistema si discosti in maniera marcata da quello rilevato e che fa scattare la procedura di riconfigurazione del sistema; come conseguenza, è possibile che le contromisure perdano parzialmente o totalmente efficacia. In tal caso, si prevedono vari interventi correttivi.

È possibile in primo luogo ignorare la questione e, qualora la riconfigurazione abbia parziale successo, rilevare nuovamente gli scompensi nel sistema e procedere normalmente con successive riconfigurazioni; all'estremo opposto, è possibile prevedere applicazioni parziali delle riconfigurazioni qualora lo stato rilevato si discosti eccessivamente dallo stato attuale misurato via via durante la riconfigurazioni; non è comunque possibile tracciare linee guida precise riguardo queste contromisure perchè esse dipendono dal peculiare

algoritmo di riconfigurazione. Ad esempio, il processo di determinazione dell'ottimo in termini di nuovo stato del sistema potrebbe procedere in modo tale che non siano possibili soluzioni intermedie accettabili. Inoltre, la stessa determinazione dei tempi di risposta accettabili e del discostamento massimo accettabile tra stato rilevato e stato attuale sono da considerarsi parametri della specifica strategia di riconfigurazione.

## 4.7 Sistema di aggiornamento

Il sistema di aggiornamento è quella parte del modello EIDM1 che garantisce la coerenza tra le informazioni di stato complessive. Ad esempio, tra stato interno degli elementi e topologia. Più precisamente, il sistema di aggiornamento è un insieme di algoritmi che deve essere eseguito a seguito di ogni variazione dello stato del sistema. Nella realtà, le variazioni dello stato degli elementi si ripercuoterebbero naturalmente sul resto del sistema (ad esempio la caduta di una linea che interrompe un circuito), rendendo implicita la coerenza dello stato globale.

Il sistema di aggiornamento potrebbe essere visto come un particolare SC che agisce ad ogni modifica dello stato interno e mette in atto riconfigurazioni basate su algoritmi che simulano la realtà fisica. Per ridurre il numero di interventi del sistema di aggiornamento si può decidere di farlo agire solo al verificarsi del guasto di un elemento. Questo garantisce comunque la coerenza dato che la modifica dei valori dello stato degli elementi attivi è comunque determinata dall'intervento di riconfigurazioni, e non cambia altrimenti.

## 4.8 Comparazione di EIDM1 rispetto ad altri modelli disponibili

In questa sezione si evidenzieranno le differenze principali tra EIDM1 e quelli precedentemente introdotti. Lo sviluppo di EIDM1 ha preso le basi dai modelli descritti, di cui è cercato di sviluppare i punti ritenuti di maggiore interesse prendendo le distanze dalle direzioni ritenute poco promettenti. Le tabelle 3.1 e 3.2 sono sotto riportate. Si evidenziano le differenze salienti rispetto ai modelli visti. Rispetto ai modelli esaminati, il presente si focalizza sulla valutazione di misure di performability. Si usa un approccio simulativo su base probabilistica come compromesso tra le esigenze di mantenere il modello semplice per quanto possibile e di riprodurre i fenomeni che avvengono nei SPTDE. Si pone attenzione nel riprodurre gli assestamenti del sistema e l'operato del sistema di controllo.

	<b>CASCADE</b>	<b>OPA</b>	<b>Nedic</b>	<b>EIDM1</b>
<b>obiettivo dello studio</b>	comprendere l'effetto del carico su fallimenti a cascata	comprendere l'effetto di sovraccarichi e cadute di linee in cascata	individuare eventi pericolosi e componenti più vulnerabili	valutare interazioni tra sistema di controllo e sistema elettrico
<b>misure di interesse</b>	numero di componenti falliti	numero di linee fuori servizio per blackout	gravità sequenze di fallimenti x probabilità	performability e distribuzione della gravità del blackout
<b>formalismo di modellazione</b>	N/A	N/A	event tree	N/A
<b>tipo di processo</b>	probabilistico	probabilistico (processo markoviano su scala tempi lenta)	probabilistico	probabilistico
<b>tecnica di soluzione</b>	analitica	simulativa	simulativa	simulativa

Tabella 4.2: riepilogo delle caratteristiche dei modelli descritti: obiettivi, misure, formalismi

#### 4.8.1 Comparazione con CASCADE

EIDM1 prevede simulazioni, mentre CASCADE è un modello analitico. La presenza, in CASCADE, di carichi iniziali casuali e dell'assenza di distinzioni tra tipologie di elementi, sebbene renda il modello più generale, è stata ritenuta troppo astratta rispetto allo specifico caso in esame.

La redistribuzione del carico in seguito a guasto di un componente, distribuito genericamente sull'intera rete superstite è stato ritenuto troppo generico, e si è preferito cercare di riprodurre in modo più fedele quanto avviene nella realtà. CASCADE non prevede una chiara influenza del sistema di controllo né una chiara separazione dello stesso, che è stato invece introdotto in EIDM1. EIDM1 adotta tuttavia una base probabilistica per riprodurre l'evoluzione del sistema, in modo concettualmente analogo a quanto visto in CASCADE.

#### 4.8.2 Comparazione con OPA

EIDM1 condivide alcune similitudini di fondo con OPA. Si preferisce tralasciare una scala dei tempi lunga, non si trattano quindi esplicitamente gli aggiornamenti del sistema.

EIDM1 può essere visto come una generalizzazione di OPA sulla scala dei tempi veloci. Inoltre si prevedono comportamenti diversi per i componenti,

	<b>CASCADE</b>	<b>OPA</b>	<b>Nedic</b>	<b>EIDM1</b>
<b>componenti identici</b>	si	si	no	<b>no</b>
textbftopologia	no	si	si	<b>si</b>
<b>grandezze elettriche considerate</b>	flusso di corrente	flusso di corrente	corrente, tensione, frequenza, fase	flusso di corrente <sup>1</sup>
<b>costo dei generatori</b>	N/A	identico	identico	identico
<b>costo dei carichi</b>	N/A	identico (alto)	identico	diverso
<b>valore dei carichi</b>	N/A	deterministico o casuale	deterministico	deterministico
<b>flusso iniziale</b>	casuale	deterministico	N/A	deterministico
<b>fallimenti (outage) di</b>	componenti	linee, protezioni (N)	linee, generatori, protezioni	linee, generatori, sottostazioni, protezioni
<b>aumento capacità produzione generatori</b>	no	si (tempi lunghi)	no	no
<b>assestamento spontaneo del sistema (istantaneo)</b>	no	no	N/A	si
<b>strategia di assestamento</b>	N/A	N/A	N/A	<b>algoritmo specifico</b>
<b>sistema di controllo</b>	si <sup>2</sup>	si <sup>3</sup>	no	<b>si</b>
<b>politica di redistribuzione del flusso</b>	uniforme	ottimale	N/A	<b>ottimale con differenti politiche</b>
<b>tempo all'intervento del sistema di controllo</b>	istantaneo	istantaneo	N/A	<b>casuale</b>
<b>modello esplicito per sistema di controllo</b>	no	no	N/A	<b>si</b>
<b>fallimento del sistema di controllo</b>	N/A	N/A	N/A	<b>si</b>

Tabella 4.3: riepilogo delle caratteristiche dei modelli descritti: assunzioni



e si tiene conto degli aggiustamenti dovuti ai guasti, e si generalizza l'intervento del sistema di controllo. In particolare si è deciso di non imporre vincoli sul comportamento del sistema di controllo in termini né di attivazione né di algoritmo di riconfigurazione. OPA determina nuovi stati del sistema (riconfigurazioni) a seguito di guasti mediante risoluzione di problemi di PL che modellano il sistema; EIDM1 prevede questa scelta come possibilità, non come unico metodo.

### 4.8.3 Comparazione con Nedic

Il modello di Nedic adotta un approccio diverso per lo studio di tematiche di dependability, orientandosi sulla creazione di event tree e cercando il peggior caso possibile tra le possibili evoluzioni del sistema; EIDM1 predilige una scelta simulativa pura. Il modello di Nedic impone una limitazione stringente sul numero di passi di analisi (lunghezza della sequenza di eventi considerata), mentre EIDM1 non impone *a priori* vincoli di questo tipo. EIDM1 separa in maniera più marcata l'influenza e l'azione del sistema di controllo rispetto a quanto visto in Nedic. Si preferisce semplificare sia la rappresentazione dello stato sia le condizioni di equilibrio elettrico rispetto a quanto visto nel modello di Nedic, in modo da migliorare la scalabilità. Le condizioni di partenza in EIDM1 sono meno vincolanti rispetto al modello di Nedic. Inoltre, l'applicabilità di EIDM1 non è limitata allo studio dell'evoluzione del sistema in seguito al verificarsi di un guasto.

## Capitolo 5

# Implementazione di EIDM1

In questo capitolo si descriverà una possibile implementazione di EIDM1 precedentemente esposto. L'implementazione di riferimento consiste in un simulatore sviluppato ad hoc. Il presente capitolo descriverà in modo completo la struttura, le scelte di progetto, gli algoritmi e le soluzioni adottate durante la realizzazione del suddetto simulatore.

Le informazioni presentate in questo capitolo permettono di comprendere l'organizzazione e la struttura del simulatore di riferimento ed eventualmente di implementarne versioni alternative. Si sceglie di non entrare nei dettagli specifici della presente implementazione per non appesantire la trattazione e anche per la natura ancora prototipale della stessa, suscettibile di ulteriori raffinazioni, estensioni e revisioni.

La realizzazione mediante simulatore ad hoc non è l'unica possibile per il modello astratto precedentemente mostrato; si è scelto questa soluzione per potersi meglio focalizzare sugli aspetti di interesse. Al momento dell'inizio della realizzazione, inoltre, l'applicabilità di EIDM1 su framework o soluzioni preesistenti presentava problematiche tali da suggerire una realizzazione personalizzata.

Il capitolo è organizzato come segue: verrà in primo luogo descritta l'interfaccia del simulatore e le convenzioni adottate dal medesimo in termini di input/output. Si passa quindi a descrivere il funzionamento di massima e la struttura ad alto livello del simulatore focalizzandosi sulla divisione in moduli e sull'organizzazione interna.

Successive sezioni descriveranno in maggior dettaglio i componenti precedentemente introdotti con particolare riferimento alle soluzioni adottate e agli algoritmi utilizzati.

## 5.1 Interfaccia del simulatore

Si descrive in primo luogo l'interfaccia adottata dal simulatore in termini di rappresentazione del sistema da simulare e di interfaccia utente vera e propria. La rappresentazione del sistema consiste nello specificare i parametri del modello astratto per ogni elemento che compone il sistema simulato. Si descrive anche il modo con cui, all'opposto, il simulatore produce i risultati in termini delle misure precedentemente descritte (si veda la sezione 2.9).

### 5.1.1 Input ed Output del simulatore

La figura 5.1 schematizza il meccanismo di input ed output del simulatore. Il simulatore prevede tre tipi di input:

1. Specifica dei parametri elettrici del sistema in esame.
2. Topologia del sistema in esame mediante specifica delle interconnessioni.
3. Specifica dei parametri del sistema di controllo, condizioni di attivazione e strategia di riconfigurazione.
4. Parametri specifici della simulazione.

L'output consiste nei valori delle misure di interesse precedentemente descritte (si veda la sezione 2.9) e in alcune informazioni di contorno riguardanti l'ultimo stato del sistema.

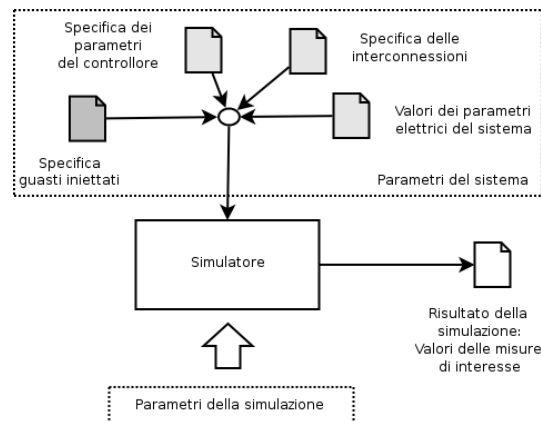


Figura 5.1: rappresentazione schematica dell'input ed output del simulatore

La principale forma di input per il simulatore è data dalla specifica dei parametri del particolare sistema da analizzare. Si delineano quattro componenti principali dell'input:

1. *specifica dei parametri elettrici degli elementi modellati:*  
le caratteristiche quali capacità di produzione degli impianti, requisiti di energia da parte delle sottostazioni e limiti operativi e di funzionamento dei vari elementi interessati. Una specifica precisa dei parametri da fornire e della relativa sintassi è mostrata in Appendice B.
2. *specificazione delle interconnessioni tra elementi:*  
la specifica delle interconnessioni tra elementi del sistema simulato definisce la topologia del grafo che rappresenta la rete elettrica del sistema. Tale specifica è sottoposta a vincoli che saranno spiegati nel dettaglio nella sezione (si veda sezione 5.5, si veda anche 5.5.1).
3. *specificazione dei parametri del sistema di controllo:*  
questo aspetto comprende sia la condizione rilevata dallo stato del sistema che determina l'attivazione del sistema di controllo, sia la strategia da usare per la riconfigurazione del sistema.
4. *eventi iniziali:*  
qualora l'analisi da effettuare lo richiede, si specificano i guasti da iniettare nel sistema.

I primi tre componenti dell'input, necessari per ogni tipo di analisi, vengono forniti al simulatore mediante l'uso di file di configurazione; i file di configurazione utilizzati sono semplici file di testo ASCII. La sintassi di detti file sarà definita separatamente in Appendice B. Si sceglie di utilizzare file di configurazione in quanto questi consentono una rappresentazione relativamente semplice e maneggevole di una mole di informazione che diventa rapidamente estesa proporzionalmente alle dimensioni del sistema simulato.. Si è scelto, per ragioni di semplicità, di utilizzare un formato non strutturato (quale, ad esempio, XML) e una sintassi su misura. Nell'ideare la sintassi utilizzata si è comunque cercato di ottenere il miglior compromesso tra semplicità, facilità di comprensione per l'utente e facilità di analisi da parte di programmi esterni.

In modo simile, anche i valori degli indici calcolati vengono riportati all'utente in forma di file di testo, utilizzando una sintassi personalizzata. Anche in questo caso la potenziale mole di dati generati rende attraente la scelta dei file di testo, favorendo inoltre analisi successive su larga scala.

L'interfaccia utente vera e propria, ovvero quella mediante la quale l'utente specifica i parametri della simulazione e non del sistema da simulare, è a caratteri. L'interfaccia a caratteri facilita l'uso del simulatore in modalità batch.

## 5.2 Funzionamento del simulatore

Il simulatore gestisce in primo luogo un suo orologio interno per rappresentare le corrette distanze temporali tra eventi. Il tempo simulato relativo al sistema modellato durante la simulazione è chiamato *tempo virtuale* o *tempo della simulazione*; per chiare ragioni di efficienza il tempo virtuale scorre più velocemente del tempo reale e in modo non lineare. Il simulatore agisce riproducendo l'evoluzione del sistema in analisi, rappresentato in accordo al modello astratto precedentemente introdotto, in termini di evoluzione dello stato. Il comportamento del sistema viene approssimato come una sequenza di stati del medesimo. Uno stato del sistema (*stato globale*) è dato dall'insieme di tutti gli stati degli elementi che lo compongono (*stato locale*) comprendendo dunque lo stato dei singoli impianti, linee, sottostazioni. Si considera lo stato di ogni elemento del sistema come costante negli intervalli di tempo tra due eventi; questo permette inoltre di ignorare i periodi di tempo virtuale durante i quali non occorrono transizioni di stato, semplificando la simulazione.

Il corretto ordinamento tra le variazioni di stato è garantito mediante l'uso del tempo virtuale utilizzato durante la simulazione: ogni transizione di stato avviene ad un ben determinato istante temporale virtuale. Questo permette sia di riprodurre correttamente le sequenze di eventi sia di quantificare la durata delle transizioni di stato. La durata delle transizioni consuma zero unità di tempo virtuale. Ad ogni istante di tempo virtuale un elemento sarà sempre in uno stato determinato, mai in una fase non specificata di transizione. La figura 5.2 riassume la modalità con cui il simulatore riproduce la variazione dello stato.

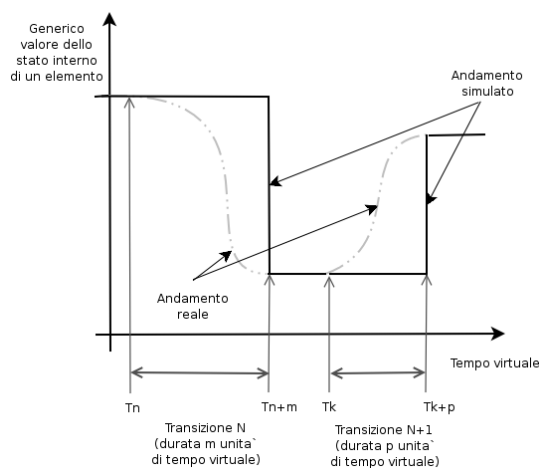


Figura 5.2: rappresentazione della transizione di stato di un generico elemento.

Lo stato iniziale del sistema può essere specificato completamente in termini di stato locale mediante i parametri degli elementi summenzionati, o può essere calcolato automaticamente mediante ulteriori parametri specifici per la simulazione.

In questo caso si determina uno stato ottimo per il sistema e si considera quello come stato iniziale.

In condizione di stabilità elettrica, in virtù della rappresentazione su esposta, lo stato del sistema rimarrebbe costante per tutta la durata della simulazione; l'origine della catena di eventi può essere data da una perturbazione introdotta come parametro di simulazione o da un errore interno di un elemento del sistema. L'insorgenza di tali errori è probabilistica, controllata da parametri degli elementi. La simulazione può terminare una volta raggiunto un determinato tempo virtuale, occorso un determinato numero di eventi o uno specifico evento, all'interno di un sottoinsieme specificato, comprendente le azioni del sistema di controllo, più facilmente caratterizzabili e individuabili.

### 5.3 Struttura generale del simulatore

La figura 5.3 rappresenta i componenti principali del simulatore.

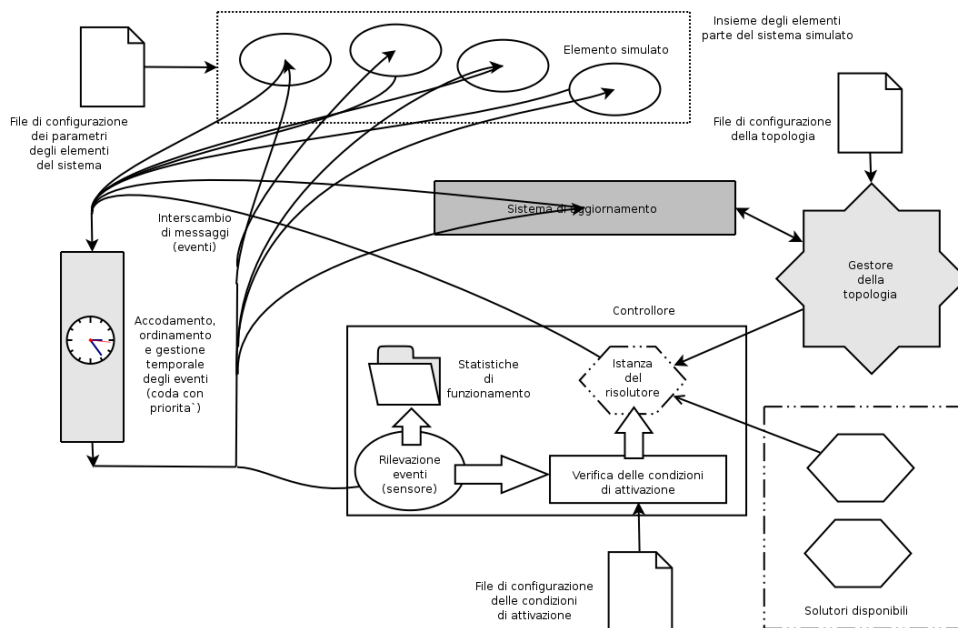


Figura 5.3: visione d'insieme dei componenti del simulatore.

Si descrive adesso brevemente il ruolo e le caratteristiche di ciascun componente, demandando alle successive sezioni una descrizione più estesa.

- *insieme degli elementi del sistema* (si veda sezione 5.6):  
Si simula lo stato ed il comportamento di ogni elemento del sistema simulato, con un'applicazione diretta dei meccanismi precedentemente esposti. Le tipologie di elementi considerati sono le stesse descritte nel modello astratto. Lo stato di ogni elemento è separato e gestito indipendentemente dagli altri, anche se ovviamente disturbi su larga scala o interazioni tra gli elementi possono portare a influenze reciproche. Questo comprende sia disturbi o comunque eventi che possono influenzare più elementi sia lo stato di determinati elementi può dare origine a tali tipi di eventi. Le interrelazioni tra gli elementi non sono gestite direttamente, ma mediante l'intervento di componenti aggiuntivi in modo da avere un controllo centralizzato e una semplificazione a livello di singolo elemento.
- *stato delle interconnessioni* (si veda sezione 5.5):  
Lo stato delle interconnessioni, ovvero la topologia del sistema, è gestita in modo centralizzato e separato dallo stato degli elementi. Si distingue cioè tra stato di un elemento e connettività del medesimo, pur tenendo conto che lo stato influenza la connettività e viceversa. Le influenze reciproche tra stato e connettività, ad esempio la disconnessione della griglia di un elemento dovuto a guasto, sono gestite mediante l'intervento di componenti aggiuntivi per motivi di semplificazione e centralizzazione visti al punto precedente. L'incapsulamento e la centralizzazione delle informazioni di interconnessioni in un solo componente consente anche di implementare in modo agevole algoritmi di navigazione del grafo associato.
- *gestore degli eventi* (si veda sezione 5.4):  
Come sarà descritto in maggior dettaglio nel seguito, nell'ambito del presente simulatore un *evento* è una struttura dati che rappresenta una transizione di stato di un elemento. Si predispone un componente per la gestione degli eventi in termini di corretto ordinamento e corretta propagazione. Il meccanismo predisposto consta essenzialmente di una coda con priorità e di un componente che decide l'instradamento dei messaggi.
- *sistema di aggiornamento* (si veda sezione 5.8):  
Il sistema di aggiornamento è quel componente aggiuntivo precedentemente menzionato che coordina e gestisce le interrelazioni tra elementi diversi e tra stato e connettività degli elementi. Il sistema di aggiornamento si occupa inoltre di garantire la coerenza dello stato globale del sistema a seguito della variazione dello stato locale di un elemento, simulando i naturali aggiustamenti che avvengono spontaneamente nella realtà.

- *sistema di controllo* (si veda sezione 5.7):

Il sistema di controllo determina una nuova riconfigurazione della rete secondo, in linea di principio, determinati criteri di ottimo dipendenti dallo stato attuale del sistema e dalla particolare strategia realizzata. La differenza principale col sistema di aggiornamento risiede nelle finalità: il sistema di aggiornamento ripristina la coerenza dello stato, il sistema di controllo ripristina una configurazione ottima data la situazione contingente.

Il sistema di controllo viene simulato in modo dettagliato, si evidenziano quindi le componenti principali:

#### **rilevamento e gestione dello stato del sistema**

Si simula l'azione dei sensori presenti nel sistema elettrico. La rilevazione dello stato del sistema elettrico avviene attraverso questo livello intermedio. Il sistema di controllo vedrà quindi lo stato attraverso indicatori di più alto livello, e non ha accesso, nell'implementazione attuale, allo stato interno dei vari elementi. Si simula la possibilità di errori in fase di rilevazione in termini di mancata lettura degli stessi.

#### **verifica delle condizioni di attivazione**

le condizioni di attivazioni specificano quando, in base allo stato rilevato del sistema elettrico, il sistema di controllo deve agire e quale strategia debba adottare per la riconfigurazione del sistema.

#### **sistema di controllo: strategie di riequilibrio del sistema**

Il sistema di controllo può adottare una qualsiasi strategia per la riconfigurazione del sistema. Una particolare strategia è incapsulata in un componente chiamato *riconfiguratore*. Un riconfiguratore determina un nuovo stato globale del sistema elettrico a partire da uno stato dato (stato degli elementi e interconnessioni attive) secondo criteri dipendenti dal riconfiguratore medesimo. In termini di simulazione, quindi, il componente che rappresenta il sistema di controllo applica al sistema elettrico un determinato riconfiguratore che a sua volta rappresenta una strategia di riconfigurazione. Si predispone un certo numero di riconfiguratori predefiniti lasciando libertà di introdurne di aggiuntivi estendendo il simulatore.

### **5.3.1 Interdipendenze tra i componenti**

Nell'ideare il simulatore qui introdotto si è cercato di mantenere la struttura modulare ed estendibile, nei limiti imposti dal modello astratto presentato. Esistono però determinate interdipendenze tra componenti. La principale di queste interdipendenze riguarda lo stato interno degli elementi.

È possibile estendere sia EIDM1 sia il presente simulatore in modo da rappresentare con maggior fedeltà il comportamento elettrico del sistema senza richiedere modifiche pervasive se non per la riscrittura dei riconfiguratori.

Dovendo infatti determinare un nuovo stato interno per gli elementi simu-



lati, i riconfiguratori devono usare la stessa rappresentazione interna degli elementi. Questo vale anche per il sistema di aggiornamento che può essere visto come un particolare riconfiguratore; si vedano le sezioni 5.7, 5.8 per maggiori dettagli in merito.

## 5.4 Gestione degli Eventi

Come visto nella sezione precedente, l'evoluzione del sistema simulato è sostanzialmente rappresentata da una sequenza di variazioni di stato. Dette variazioni sono rappresentate da *eventi*, consistenti in informazioni scambiate tra i vari elementi del sistema simulati. Un evento veicola tutte le informazioni necessarie ad un dato elemento per assumere il successivo stato: la durata in termini di tempo (virtuale) della transizione riprodotta ed il nuovo stato dell'elemento coinvolto al termine della stessa. Quando l'evoluzione del sistema simulato causa una transizione di stato in un elemento, questa viene incapsulata in un evento corrispondente. In questo modo il simulatore riproduce l'evoluzione del sistema come una sequenza di eventi che a loro volta riproducono le transizioni di stato.

Si adotta questa rappresentazione perchè consente, in generale, di esprimere in maniera compatta l'evoluzione di un sistema ignorando i periodi temporali in cui non si verificano eventi. La granularità scelta per le variazioni determina la fedeltà della simulazione. In questo caso si è cercato un compromesso tra una ragionevole fedeltà e una non eccessiva complicazione della simulazione.

Un evento è caratterizzato da un certo numero di proprietà:

- **nuovo stato:**

come precedentemente anticipato, l'informazione fornita da un evento comprende il nuovo stato che l'elemento interessato deve assumere al termine della transizione da esso rappresentato. Il nuovo stato è incapsulato nell'evento mantenendone isolata la rappresentazione; ai fini della gestione degli eventi, non è infatti necessario conoscere la rappresentazione dello stato, che viene gestita come informazione opaca. La scelta di precalcolare detto stato e incorporare l'informazione nell'evento non è l'unica possibile. Per esempio, un'alternativa consiste nel calcolare il nuovo stato al termine della transizione. Ai fini della rappresentazione usata dal simulatore, non c'è sostanziale differenza.

- **sorgente e destinazione:**

come anticipato precedentemente, le cause di una transizione di stato di un elemento possono essere dovute sia a fattori interni che esterni. Emerge dunque la necessità di distinguere i due aspetti, e si identifica la causa della transizione con la *sorgente* di un determinato evento.

È anche possibile che una causa determini più transizioni, quindi più eventi; la *destinazione* di un evento indica quale elemento deve subire una transizione.

Ad esempio, un guasto interno ad un elemento (come lo scadere del tempo al fallimento) determina un evento con sorgente e destinazione coincidenti con l'identificativo dell'elemento stesso. Invece, una riconfigurazione della rete genererà un certo numero di eventi che avranno per sorgente il sistema di controllo e per destinazione gli elementi coinvolti.

- **tipologia:**

le possibili transizioni di stato si possono raggruppare in due categorie principali: attivazione o disattivazione di un dato elemento del sistema, o aggiornamento dello stato dello stesso. È infatti necessario distinguere tra un elemento non attivo, perché soggetto a guasto o deliberatamente disabilitato, oppure attivo ma temporaneamente scarico (ad esempio una linea non utilizzata). Si possono dunque individuare tre tipologie di eventi: **attivazioni**, **disattivazioni**, **aggiornamenti** dello stato interno di un elemento simulato.

- **durata:**

ogni evento è caratterizzato da una durata in termini di tempo virtuale. Dato che durante la simulazione lo stato di un elemento non varia con continuità (si veda figura 5.2), la durata di un evento rappresenta il ritardo che avrà l'adeguamento dello stato dell'elemento di destinazione. Il ritardo è calcolato considerando come tempo base il tempo di generazione dell'evento.

Anche il valore del tempo virtuale alla creazione dell'evento viene memorizzato per ragioni di gestione.

- **fase:**

la transizione di stato rappresentata da un dato evento può essere divisa in fasi, per recuperare almeno parzialmente la risoluzione temporale persa nel considerare istantanea la transizione. Il tempo (virtuale) totale necessario per completare la transizioni sarà scomposto in una somma di tempi necessaria a completare le relative fasi. Le fasi individuate saranno esposte in maggior dettaglio nella sezione 5.4.1.

#### 5.4.1 Fasi di un evento

Si divide una transizione di stato in due fasi principali: la fase di *riconoscimento* e la fase di *adeguamento*. Nella prima fase, si simula il rilevamento della transizione da parte dell'elemento interessato, mentre nel secondo caso l'elemento adegua effettivamente il proprio stato interno.

Ad esempio, si considera il caso di disabilitazione di una data linea. La transizione di stato consiste nell'aprire gli interruttori della linea stessa. La fase di riconoscimento consiste nell'inviare il comando di apertura degli interruttori, tipicamente da remoto mediante controllo automatizzato. La fase di adeguamento comprende l'effettiva apertura degli interruttori. La durata complessiva della transizione di stato comprende la somma delle durate delle singole fasi. È comunque possibile che la durata di una delle singole fasi di un dato evento sia trascurabile rispetto all'altra; si possono dunque considerare fasi di durata zero in termini di tempo virtuale.

#### 5.4.2 Generazione, propagazione, ricezione degli eventi

In questa sezione si precisano i componenti del simulatore coinvolti nell'interscambio di eventi, con riferimento alla strutturazione rappresentata nella figura 5.3 precedente. Le possibili interazioni sono le seguenti:

- *da un elemento a se stesso:*  
un possibile caso di questa interazione è dato dallo scadere del tempo al fallimento di un dato elemento. In questo caso, essendo la causa interna, la sorgente e la destinazione dell'evento coincidono e corrispondono con l'elemento medesimo. Altre possibili cause riguardano comunque guasti interni, come il superamento dei limiti di funzionamento.
- *da un elemento ad un altro:*  
un guasto su un componente condiviso o che i meccanismi di protezione di un dato elemento non riescono ad arginare si propaga sugli elementi connessi. Si considera ad esempio il caso di un guasto su una sottostazione; nel caso più grave si ha che l'indisponibilità della suddetta, a causa di un guasto sui componenti condivisi (barre) causa l'indisponibilità di tutte le linee ad essa connesse.  
In questo tipo di interazioni si ha che un elemento diverso da quello di destinazione è la causa, e quindi la sorgente, dell'evento.
- *dal sistema di controllo ad uno o più elementi:*  
l'intervento del sistema di controllo causa una riconfigurazione del sistema e questo determina chiaramente cambiamenti di stato da parte degli elementi coinvolti. In questo caso la sorgente degli eventi sarà il sistema di controllo.
- *dal sistema di aggiornamento ad uno o più elementi:*  
in modo simile all'operato del sistema di controllo, anche il sistema di aggiornamento determina un nuovo stato del sistema in seguito a perturbazioni del sistema.

### 5.4.3 Accodamento degli eventi

La gestione degli eventi all'interno del simulatore prevede la presenza di un componente che si occupa dell'ordinamento e della corretta propagazione degli stessi. In primo luogo, si richiede che gli eventi siano notificati ai rispettivi destinatari rispettando la sequenza temporale corretta. Per risolvere un problema si adotta una coda FIFO con priorità dove la priorità è data dalla marcatura temporale corrispondente ad ogni evento. Si fa avanzare l'orologio che segna il tempo virtuale ad ogni estrazione dalla coda degli eventi. L'incremento non è lineare, e corrisponde alla differenza tra il valore attuale del tempo virtuale e l'istante di tempo in cui è stato creato l'evento estratto. L'avanzare del tempo virtuale seguirà quindi un andamento monotono crescente. Si hanno le seguenti proprietà:

- *gli eventi sono notificati nel corretto ordine:*  
un elemento riceverà la notifica di un evento occorso al tempo virtuale  $t$  prima di uno occorso al tempo virtuale  $t + k$ .
- *gli eventi possono essere sovrapposti temporalmente:*  
il simulatore processa effettivamente un solo evento alla volta, in modo sequenziale, ma si possono avere due o più eventi che occorrono e che vengono quindi gestiti al medesimo istante temporale virtuale.

Mediante il campo *destinazione* di un evento, si può notificare correttamente questo all'elemento che deve gestirlo. L'elemento adegua quindi il proprio stato nel modo rappresentato dall'evento stesso.

## 5.5 Gestione della Topologia

Le interconnessioni tra elementi vengono rappresentate sotto forma di grafo. Data la struttura delle interconnessioni dei sistemi reali, tale grafo è magliato e non orientato, dato che non si può generalmente indicare un *verso* naturale di percorrenza della corrente nelle linee di condizionale, come precedentemente esposto. Nel grafo, gli archi corrispondono alle linee di conduzione, mentre i nodi possono corrispondere a impianti o sottostazioni; si introduce un ulteriore tipo di nodo per semplificare la rappresentazione, chiamato Hub. Un nodo di tipo Hub è completamente neutro dal punto di vista elettrico. Le motivazioni e le conseguenze dell'introduzione di questo tipo di nodo sono spiegate nella sezione successiva (si veda anche 5.5.1).

Nello specifico, la rappresentazione interna del grafo utilizza una matrice di incidenza. Se il grafo da rappresentare è composto da  $L$  archi e  $M$  nodi, la matrice di incidenza  $N$  avrà  $L$  righe e  $M$  colonne, una riga per arco ed una colonna per Nodo. L'elemento  $n_{ij}$  di  $N$  avrà valore diverso da 0 se l'arco  $i$  è connessa al nodo  $j$ . Questo permette una rappresentazione equivalente

ma più compatta rispetto alla matrice di adiacenza  $A$  che avrebbe dimensioni pari a  $L + M$  per  $L + M$ . Ogni elemento del grafo, nodo od arco, è contraddistinto da un nome simbolico utilizzato per identificarlo. Tale nome simbolico deve corrispondere allo stesso nome utilizzato durante la definizione delle proprietà degli elementi del sistema simulato.

### 5.5.1 Vincoli sulla rappresentazione

La rappresentazione del grafo che riproduce le interconnessioni del sistema da simulare è sottoposta ad alcuni vincoli che saranno ora spiegati. L'introduzione di tali vincoli permette di facilitare l'analisi e la gestione del grafo da parte del simulatore.

- *un arco deve interconnettere solo e soltanto due nodi:*  
non è possibile che un arco si biforchi o che comunque si suddivida. Ogni interconnessione tra due nodi dev'essere rappresentata da un singolo arco (linea).
- *i nodi non possono essere direttamente interconnessi:*  
non è possibile connettere due nodi di qualsivoglia tipo direttamente, senza archi.
- *le linee non possono essere direttamente interconnesse:*  
in modo speculare al punto precedente, non si possono concatenare gli archi: più archi concatenati sono in realtà considerati un solo arco. Qualora vi sia la necessità di distinguere le diverse proprietà di segmenti di un arco, occorre separarli introducendo hub intermedi.
- *i nodi di tipo impianto non devono avere archi entranti:*  
si definisce arco entrante dal punto di vista di un nodo connesso un arco nel quale, in un dato momento dell'evoluzione del sistema, scorre del flusso verso il nodo. La rappresentazione interna non consente questo stato nei confronti dei nodi di tipo impianto. Questa situazione può verificarsi nel caso di nodi impianto fortemente connessi. Per risolvere questo caso si sostituisce l'impianto con un hub e si connette l'hub all'impianto con una linea insensibile ai disturbi (ad. es.  $L_O$  infinito).

I vincoli appena esposti rendono necessaria l'introduzione del nodo di tipo hub precedentemente menzionato per non perdere la generalità della rappresentazione. Inoltre, il rispetto di tali vincoli, nella fattispecie i primi tre giustifica la rappresentazione compatta mediante matrice di incidenza.

### 5.5.2 Operazioni supportate

Il componente del simulatore che gestisce le informazioni sulle interconnessioni fornisce alcune operazioni di base per la navigazione del grafo. Tali

operazioni costituiscono l'insieme di base di operazioni necessarie ai moduli del simulatore che necessitano di navigare il grafo per operare; questo comprende il sistema di controllo (nello specifico, i riconfiguratori) e il sistema di aggiornamento. Le operazioni basilari sono:

- *identificazione a partire dal nome simbolico:*  
l'identificazione avviene in termini di distinzione nodo/arco. Il simulatore compie azioni diverse in base al contesto se gli eventi hanno origine, da nodi o da archi e se coinvolgono nodi, archi o entrambi.
- *rilevamento dei collegamenti di un nodo:*  
considerando i vincoli precedentemente esposti, per *collegamenti* da/verso un nodo si intende una coppia  $(L, N)$ , dove  $L$  identifica la linea connessa ad un dato nodo, mentre  $N$  è il nodo connesso a quello in esame mediante  $L$ . Quest'operazione ha senso solo se applicata ai nodi, e fornisce una lista di tutte le coppie  $(L,N)$  relative ad un dato nodo.
- *rilevamento dei vicini:*  
quest'operazione raggruppa due attività che sono riconducibili a casi particolari della precedente, ma che vengono distinte in base alla frequenza di uso nel simulatore.  
Quest'operazione può alternativamente fornire una lista di tutti gli elementi di tipo identico od opposto connessi ad un dato elemento.  
Ad esempio, il rilevamento dei vicini applicato ad un nodo può consistere nel fornire rispettivamente una lista delle linee ad esso connesse o dei nodi connessi alle linee connesse al nodo in esame. La figura 5.4

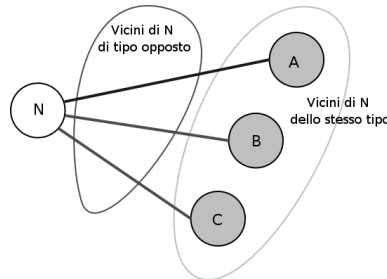


Figura 5.4: Vicini di un nodo.

rappresenta graficamente la distinzione appena presentata. Il nodo  $N$  è il nodo di riferimento. Le linee connesse al nodo, sono vicini di tipo opposto (nodi contrapposti a linee). I nodi sono invece vicini di tipo identico.

- *marcatura del grafo:*  
Quest'operazione consente di stabilire un orientamento tra archi e nodi. Data la particolare importanza per lo sviluppo della simulazione,

quest'operazione viene quindi trattata in una sezione a parte, riportata sotto.

### 5.5.3 Marcatura del grafo

La marcatura del grafo consiste nell'assegnare un'etichetta aggiuntiva a nodi ed archi. L'operazione di marcatura consiste essenzialmente in divisione in livelli del grafo a partire da un insieme di nodi di partenza. L'etichetta corrisponde all'identificativo del livello. L'algoritmo di marcatura, basato su una visita *branch-first* del grafo, può essere descritto come segue:

1. si inizializza a zero il contatore di livello.
2. *inizio*:  
si considera come insieme di nodi di partenza un insieme dato di nodi. Si marca con il valore corrente del contatore di livello ognuno dei nodi nell'insieme.
3. *identificazione archi*:  
si identificano tutti gli archi **non precedentemente marcati** connessi all'insieme dei nodi del punto precedente.  
Se questo insieme è vuoto, l'algoritmo termina.
4. si marca ognuno degli archi individuati col valore del contatore di livello.
5. *identificazione nuovi nodi*:  
si identifica l'insieme dei nodi **non precedentemente marcati** connessi agli archi marcati al passo precedente. Questo insieme non può essere vuoto in grafi ben formati che rispettano i vincoli precedentemente esposti.
6. si incrementa il contatore di livello e si fa corrispondere l'insieme di nodi individuato al passo precedente con l'insieme corrente dei nodi. Si riparte dal passo iniziale.

L'algoritmo di marcatura esposto permette di individuare delle relazioni *predecessore-successore* tra i nodi del grafo e di distinguere, in quest'ottica, tra archi entranti o uscenti.

Si definisce **entrante** in un nodo  $N$  un arco  $A$  con marcatura inferiore a quella del nodo ( $M(A) < M(N)$ ); altrimenti, si hanno archi **uscenti**.

Altri componenti del simulatore, sistema di controllo e sistema di aggiornamento, che necessitano di navigare il grafo delle interconnessioni si basano sulla presenza di una marcatura dello stesso. Tipicamente l'insieme dei nodi di partenza della marcatura corrisponde con quello degli impianti attivi ad un dato istante di tempo (virtuale). Questo permette di ottenere un ordinamento del grafo rispetto al probabile verso di propagazione naturale della

corrente nella rete.

Un utile effetto collaterale dell'algoritmo esposto è che considerando la differenza tra la marcatura di due nodi si può avere una *stima* del numero di archi che li separano. Questa stima è sufficiente in molti casi all'interno della simulazione.

La figura 5.5 riassume la divisione in livelli sulla base della marcatura.

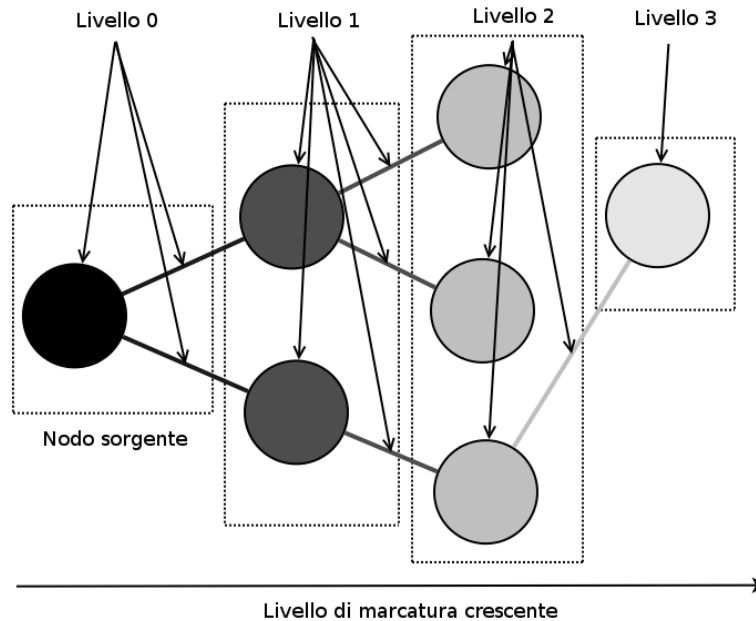


Figura 5.5: esempio di marcatura su una porzione di grafo.

## 5.6 Implementazione degli elementi del sistema

Gli elementi simulati sono sottostazioni di distribuzione, impianti di produzione e linee di conduzione, come visto nel modello astratto; a questi si aggiungono gli hub per esigenze di gestione della topologia. Il comportamento degli elementi simulati riprende in maniera fedele quanto esposto in precedenza riguardo al modello astratto; Si specificano in primo luogo i parametri degli elementi così come implementati nel simulatore, e il relativo significato. Si passa poi a descrivere il comportamento simulato degli elementi in termini di produzione e reazione agli eventi. La descrizione della sintassi del file di configurazione che descrive gli elementi è proposta nell'Appendice B.

Lo stato interno è rappresentato in modo identico per tutti gli elemen-



ti simulati, sotto forma di un indice di carico direttamente proporzionale all'intensità del flusso elettrico che interessa l'elemento.

### 5.6.1 Parametri degli elementi

I parametri utilizzati dal simulatore per caratterizzare un dato elemento sono:

- *nome simbolico*:  
si tratta di un'etichetta che viene apposta ad un dato elemento e che permette di riferirlo durante la simulazione. L'etichetta dev'essere univoca nel sistema simulato, e dev'essere la stessa utilizzata per specificare le interconnessioni. All'infuori di queste due, non sussistono altre limitazioni.
- *tipologia*:  
la specifica del tipo di elemento non è implicita, basata ad esempio sul valore degli altri parametri (si veda in seguito), ma è determinata dal valore di questo singolo parametro. Si predispongono comunque dei controlli di coerenza sul valore degli altri parametri. Il tipo di un elemento dev'essere uno di **customer** (sottostazione di distribuzione), **plant** (impianto di produzione), **line** (linea di conduzione), **hub**.
- *Richiesta  $R$* :  
Si tratta dei requisiti in termini di energia da parte di un dato elemento, proporzionale al carico connesso allo stesso. Il riferimento è alle sottostazioni di distribuzione. Ha quindi senso avere  $R > 0$  solo per gli elementi di tipo *customer*. Per gli altri tipi di elemento il valore di  $R$  è ignorato.
- *Produzione  $P$* :  
Indica la capacità di produzione di energia da parte di un dato elemento. Ci si attende che solo gli elementi di tipo *plant* abbiano un valore di  $P > 0$ , mentre per gli altri tipi di elemento il valore è ignorato.
- *Capacità  $C$* :  
Indica il massimo flusso di energia tollerabile in modo sicuro da un dato elemento. I limiti operativi e di funzionamento precedentemente esposti nella descrizione di EIDM1 vengono calcolati sulla base di questo parametro. Il valore di  $C$  è significativo per elementi di tipo *line* e *customer*; naturalmente anche per gli elementi di tipo *plant* vengono considerati i suddetti limiti, che però sono calcolati sulla base del valore di  $P$ .
- *Costo*:  
Per il calcolo delle misure di interesse precedentemente esposte, si può

assegnare un costo specifico a ciascun elemento, per riflettere la diversa importanza che alcuni di essi possono assumere nel sistema.

- *Media e varianza del tempo al fallimento atteso:*

Il tempo al fallimento atteso per un dato elemento viene espresso come variabile aleatoria, come sarà specificato nel dettaglio più oltre; si richiedono i parametri della distribuzione di detta variabile.

- *Probabilità di propagazione di guasti:*

La propagazione dei guasti tra elementi viene gestita nella simulazione su base probabilistica, come sarà spiegato più nel dettaglio successivamente (si veda sezione 5.6.1). La probabilità di propagazione del guasto è funzione della criticità di un dato elemento nel sistema, oltre che dalle relative interconnessioni e dal suo tipo. Oltre a regole implicite che saranno descritte nel seguito, la propagazione dei guasti viene anche regolata da questo parametro.

- *Limite di variabilità (solo Plant):*

Questo parametro serve a simulare i disturbi nei generatori come precedentemente descritto nella presentazione di EIDM1. Il parametro è composto da un valore massimo di produzione e da un intervallo temporale. Tale coppia rappresenta la massima variazione di produzione ammessa dallo specifico generatore.

### 5.6.2 Comportamento generico degli elementi

Si descrive adesso quella parte del comportamento degli elementi comune ad ognuno di essi. In termini di simulazione, il comportamento di un elemento consiste nella gestione di eventi. La tabella 5.6.2 riassume brevemente quanto esposto in questa sezione.

- adeguamento dello stato interno dell'elemento coinvolto dopo un ritardo temporale pari alla durata dell'evento.
- dopo l'aggiornamento dello stato, possibile generazione di eventi di reazione.

#### Gestione di evento di abilitazione

Un elemento simulato reagisce ad un evento di abilitazione portando se stesso in stato 'attivo' dopo un intervallo di tempo virtuale prefissato. Una volta esaurito l'evento, l'elemento diventa attivo e disponibile nel sistema.

Un'ulteriore reazione a questo tipo di evento prevede il calcolo del tempo al fallimento atteso dell'elemento interessato secondo i parametri precedentemente menzionati. La durata viene determinata in modo casuale secondo una distribuzione gaussiana con media e varianza note. Anche in questo caso si

usa una distribuzione gaussiana in quanto buon compromesso tra realismo e semplicità. Una volta determinato il valore, l'elemento genera un evento di *disabilitazione* destinato a se stesso postposto di un intervallo di tempo virtuale pari al tempo al fallimento. Questo evento viene marcato con opportuni attributi per distinguerlo da altri eventi di disabilitazione dovuti a guasti (sovraccarico) o a configurazione decisa dal sistema di controllo. Un elemento non può mai ignorare in nessuna circostanza un evento di abilitazione.

### Gestione di un evento di disabilitazione

In modo speculare, un elemento reagisce ad un evento di disabilitazione portando se stesso in stato 'disattivo' dopo un intervallo di tempo virtuale prefissato. Un evento di disabilitazione **può** essere ignorato, dipendentemente dagli attributi associati all'evento stesso. Le condizioni per le quali un dato evento di disabilitazione può essere ignorato saranno descritte nel seguito; in generale, questo avviene quando lo stato dell'elemento cambia ulteriormente dopo l'istante di generazione dell'evento. Questo effetto dipende dal particolare modo con cui il simulatore gestisce le transizioni di stato, precalcolandole.

### Gestione di un evento di aggiornamento

Un evento di aggiornamento è sempre gestito dagli elementi, che reagiscono aggiornando il proprio stato interno. Dipendentemente dalla nuova condizione, è possibile che l'elemento reagisca generando ulteriori eventi. Ad esempio, se un aggiornamento porta un elemento in condizioni di grave sovraccarico (carico superiore al limite di funzionamento), questo reagirà generando un evento immediato di disabilitazione. Elementi non attivi ignorano automaticamente ogni evento di aggiornamento.

## 5.6.3 Comportamento specifico degli elementi

### Linee di conduzione (Line)

In aggiunta a quanto descritto in precedenza, una Line gestisce gli eventi nel modo che segue:

*aggiornamento:*

1. se il nuovo stato rientra nella zona di funzionamento regolare, non viene generato nessun evento in reazione.
2. se il nuovo stato rientra nella zona di funzionamento in sovraccarico (carico minore o uguale del limite operativo:  $C \leq L_O$ ), l'elemento reagisce generando un evento di *disabilitazione* postposto di un intervallo

tipo di evento	ignorabile	comportamento	reazione
<b>abilitazione</b>	no	rende attivo elemento	causa disabilitazione 'spontanea'; ritardo pari a TAF.
<b>disabilitazione</b>	si	rende inattivo elemento (si veda eccezioni sopra)	nessuna
<b>aggiornamento</b>	no	aggiorna stato interno elemento	causa disabilitazione se si ha sovraccarico; ritardo inversamente proporzionale a stress di elemento.

Tabella 5.1: riepilogo del comportamento generico degli elementi

di tempo. L'intervallo di tempo adottato è calcolato mediante interpolazione con la formula presentata nella descrizione di EIDM1, qui riportata:  $t$  variabile aleatoria con distribuzione uniforme nell'intervallo  $[0, M']$ :

$$M' = -M \frac{C_a - L_O}{L_F - L_O} + M$$

dove  $M$  è la media del tempo al fallimento atteso.

3. se il nuovo stato non rientra neppure nella zona di funzionamento in sovraccarico ( $C > L_F$ ), la reazione è la generazione di un evento di disattivazione immediata. Questo evento è marcato come non ignorabile.

*disattivazione:*

Una Line gestisce gli eventi di disattivazione come descritto in termini generici. L'eccezione deriva dagli eventi di disattivazione *causati da un precedente sovraccarico*. Questi eventi vengono gestiti se all'occorrere dei medesimi la linea si trova ancora in condizioni di sovraccarico. Viceversa, se aggiornamenti successivi riportano la linea in condizioni di funzionamento regolare, l'evento di disabilitazione precedentemente causato viene ignorato.

### Sottostazioni di distribuzione (Customer)

Le sottostazioni gestiscono gli eventi sostanzialmente nel modo descritto per le linee, con una variazione in caso di eventi di disabilitazione causati da sovraccarico. Dato che una sottostazione congiunge più linee attraverso elementi comuni, un guasto sulla medesima può causare l'indisponibilità delle linee connesse. La probabilità di propagazione del guasto precedentemente espressa come parametro intende rappresentare la probabilità che un guasto

dovuto a sovraccarico affligga anche componenti condivisi, causando anche un guasto sugli elementi connessi. Quando un evento di disabilitazione viene creato in reazione ad un evento di aggiornamento che causa un sovraccarico, come descritto sopra, viene valutata la probabilità di propagazione del guasto. Se tale probabilità viene soddisfatta l'evento di disabilitazione viene marcato con un attributo che indica l'estensività del guasto. Tale attributo verrà gestito dal sistema di aggiornamento, come spiegato nel dettaglio più oltre nel documento (si veda sezione 5.8).

### **Impianti di produzione (Plant)**

Per gli Impianti di produzione vale quanto descritto sinora per le sottostazioni, con l'aggiunta di un'ulteriore caratterizzazione per gestire i disturbi dovuti alla mancanza di sincronizzazione o a scompensi di carico. La sola differenza riguarda l'impostazione dei limiti che vengono imposti entrambi coincidenti e pari alla produzione massima  $P_M$ . La gestione degli scompensi di carico avviene nel modo che segue:

1. si considera una marcatura temporale per ogni impianto simulato. Tale marcatura sarà inizializzata a zero.
2. alla notifica di ogni evento di aggiornamento, si calcola la distanza temporale tra la marcatura memorizzata e quella propria dell'evento.
3. si confronta inoltre il nuovo stato interno incapsulato nell'evento con quello attuale.
4. si calcola il rapporto carico/tempo imposto dall'evento in analisi e si confronta col massimo rapporto tollerato (parametro di ogni impianto)
5. se il rapporto imposto eccede quello tollerato, l'evento di aggiornamento causa in reazione un evento di disabilitazione immediata.

Questo procedimento **non** è applicato al primo evento di aggiornamento notificato ad ogni impianto, per simulare l'entrata a regime del medesimo.

### **HUB**

Un HUB deve comportarsi in modo completamente inerte rispetto allo stato elettrico del sistema; non reagisce mai ad alcun evento e non ne genera mai autonomamente, dato che ha limiti operativi e di funzionamento infiniti.

#### **5.6.4 Stato esterno di un elemento**

Si ha la necessità di avere indicatori dello stato di un elemento calcolati in base allo stato interno, ma indipendenti dalla specifica rappresentazione dello stesso. Tali indicatori devono anche rappresentare l'operatività (elemento

attivato, disattivato, in sovraccarico...) dell'elemento come percepito dall'esterno. Tale rappresentazione viene chiamata *stato esterno dell'elemento* in Quest'ulteriore astrazione promuove l'indipendenza tra componenti del simulatore, facilitando espansioni future senza ledere le potenzialità dello stesso.

Un elemento deve quindi poter riportare il proprio stato secondo metriche più astratte quali:

- operatività dell'elemento (attivo o disattivo)
- funzionamento regolare o in sovraccarico
- gravità del carico (stress dell'elemento)
- gravità dell'eventuale sovraccarico

## 5.7 Controllore

Come anticipato, il componente del simulatore che riproduce il sistema di controllo opera schematicamente nel seguente modo:

- raccoglie informazioni sullo stato del sistema in base agli eventi in corso, tenendo traccia degli stati passati del sistema.
- verifica il corrispondere di determinate condizioni dopo ogni aggiornamento
- applica le azioni corrispondenti alle condizioni verificate. L'azione consiste nell'applicare un determinato riconfiguratore allo stato rilevato della rete al fine di determinare un nuovo stato globale del sistema. Il riconfiguratore, e quindi la strategia adottata, dipende dalla condizione verificata.
- traduce il nuovo stato determinato in eventi, e li inserisce nella coda eventi.

Il sistema di controllo si considera collocato su un nodo del grafo del sistema elettrico. Il nodo viene selezionato mediante parametri di simulazione; il tipo o la funzionalità del nodo o la presenza o meno di guasti sul nodo non influenzano l'operato del sistema di controllo. Il posizionamento ha lo scopo di rendere possibile una stima dei ritardi di propagazione degli eventi, come si vedrà più oltre.

Nel seguito della sezione si descriveranno in maggior dettaglio le azioni ed i sottocomponenti del sistema di controllo.

### 5.7.1 Ricezione eventi e raccolta informazioni

Il sistema di controllo aggiorna le proprie strutture dati che rappresentano le condizioni del sistema elettrico sulla base degli eventi completati durante la simulazione. Detti eventi saranno notificati al sistema di controllo una volta estratti dalla coda, quindi propagati ai rispettivi destinatari. Il sistema di controllo deve accedere agli eventi notificati senza modificarli, quindi questo passo non altera la normale sequenza di gestione degli eventi. Questo meccanismo consente di simulare l'azione dei sensori nel sistema elettrico in modo semplice ed efficace. In effetti, il sistema di controllo ha bisogno di un sottoinsieme delle informazioni riportate da un evento per operare correttamente. È sufficiente conoscere l'elemento destinazione dell'evento, la sorgente e la tipologia dell'evento. Ulteriori informazioni, se necessarie possono essere ottenute mediante richiesta dello *stato esterno* di un elemento. Il nuovo stato interno di un elemento, incapsulato negli eventi, non è sicuramente significativo per il sistema di controllo.

Il sistema di controllo riceve gli eventi mediante un sottocomponente specifico che riproduce parte del comportamento del sistema di sensori. Ci si focalizza sul ritardo di propagazione delle rilevazioni e sull'errore dei sensori. Il sottocomponente sensore propaga effettivamente gli eventi al sistema di controllo in base ad una probabilità  $P_S$  fissata e posta come parametro di simulazione. Inoltre, la propagazione dell'evento dal sensore al sistema di controllo vero e proprio avviene con un ritardo in termini di tempo virtuale proporzionale alla distanza tra il nodo sistema di controllo e il nodo destinatario dell'evento, per simulare i ritardi di propagazione.

### 5.7.2 Gestione delle condizioni di attivazione

Il sistema di controllo determina una riconfigurazione del sistema quando sono verificate determinate condizioni riguardanti lo stato elettrico rilevato. Il simulatore può gestire un numero arbitrario di condizioni. Dopo ogni aggiornamento delle strutture dati, si verificano tutte le condizioni rispetto ai valori aggiornati e si intraprendono le azioni specificate per le condizioni verificate.

La sintassi del file di configurazione per le specifiche è specificato in Appendice B.

### 5.7.3 Riconfiguratori e determinazione del nuovo stato

I riconfiguratori sono quei sottocomponenti del sistema di controllo che incapsulano una peculiare strategia di riconfigurazione. I requisiti generali sul riconfiguratore sono i seguenti:

- **deve** generare sempre uno stato coerente del sistema, anche se non

ottimo. È ammesso che il nuovo stato generato sia identico a quello di partenza se non è possibile migliorarlo secondo le specifiche del particolare riconfiguratore.

- ogni riconfiguratore deve usare la stessa rappresentazione interna dello stato elettrico del sistema rispetto agli elementi simulati. Questa limitazione deriva dal fatto che un riconfiguratore deve generare un nuovo stato *interno* per ogni elemento attivo nel sistema.

I parametri di ingresso del riconfiguratore sono ricavati a partire dallo stato degli elementi e delle interconnessioni attivi al momento dell'invocazione del riconfiguratore stesso. Differenti riconfiguratori possono usare differenti rappresentazioni interne dello stato del sistema; per questo motivo un riconfiguratore si interfaccia direttamente con i componenti che gestiscono lo stato degli elementi e delle interconnessioni per generare il proprio stato interno.

Il sistema di controllo traduce il nuovo stato determinato dal riconfiguratore in un certo numero di eventi, per simulare il meccanismo di attuazione.

#### 5.7.4 Riconfiguratore di base

Il riconfiguratore di default fornito con il simulatore implementa una strategia di riconfigurazione piuttosto semplice basata su quanto visto in ([10] e [7]). L'obiettivo della strategia è soddisfare al massimo possibile le richieste di energia senza per questo curarsi dell'indebolimento del sistema, e senza porre vincoli particolari di distribuzione del carico. In altre parole, la strategia di base non cerca di evitare sovraccarico o guasti ai componenti intermedi (impianti, linee) nel determinare una nuova riconfigurazione.

La strategia si basa sulla risoluzione di un problema di Programmazione Lineare. Come utile effetto collaterale, la formulazione della strategia mediante problema di PL permette di implementare strategie di risoluzione in modo abbastanza semplice e naturale, e consente un'espandibilità e modificabilità delle stesse alquanto agevole. Il problema è espresso come segue:

$$\left\{ \begin{array}{l} \max \sum_i r_i \\ \text{dato che} \\ A'x = p - r \\ 0 \leq p \leq P \\ 0 \leq r \leq R \\ P \geq 0 \\ R \geq 0 \end{array} \right.$$

Il significato dei simboli è specificato in tabella 5.2.



simbolo	significato
$0 \leq i \leq I = N$	numero dei nodi nel sistema;
$0 \leq j \leq J = L$	numero degli archi nel sistema;
$A$	matrice di incidenza del grafo del sistema di dimensioni $J \times I$ .
$A'$	$A$ trasposta
$P_i$	valore di Produzione massimo al nodo $i$ -esimo (0 se il nodo $i$ -esimo <i>non</i> è un impianto)
$R_i$	valore di Richiesta massima al nodo $i$ -esimo (0 se il nodo $i$ -esimo <i>non</i> è una sottostazione)
$x_j$	valore di flusso di corrente sulla linea (arco) $j$ -esima.
$p_i$	valore di Produzione <i>attuale</i> al nodo $i$ -esimo (come per $P_i$ ).
$r_i$	valore di Richiesta <i>attuale</i> al nodo $i$ -esimo (come per $R_i$ ).
$x$	vettore riga degli $x_j$ .
$p, r$	vettori colonna rispettivamente dei $p_i, r_i$ .
$P, R$	vettori colonna rispettivamente dei $P_i, R_i$ .

Tabella 5.2: significato dei simboli utilizzati nel problema di PL utilizzato dal riconfiguratore di default.

## 5.8 Sistema di aggiornamento

Come anticipato in precedenza, il sistema di aggiornamento è quel componente del simulatore che garantisce la coerenza dello stato globale del sistema in seguito alla variazione di stati locali. Ad esempio, si considera la disattivazione di una linea. Questo comporta un aggiornamento del carico ricevuto o emesso dagli elementi connessi, e una possibile ridistribuzione dei flussi elettrici sulla griglia. In generale, sono richieste alcune modifiche allo stato di altri elementi del sistema. Un meccanismo di propagazione delle informazioni è comunque necessario per garantire la coerenza dello stato. La scelta di racchiuderlo in un componente separato non è l'unica possibile, l'alternativa è rendere ogni elemento in grado di propagare le necessarie modifiche alterando direttamente lo stato degli altri elementi o componenti (ad esempio le informazioni di interconnessione). La soluzione attuale è stata preferita perchè ritenuta più semplice e più facilmente gestibile.

### 5.8.1 Proprietà

Il sistema di aggiornamento può essere visto come un caso particolare di sistema di controllo, contraddistinto dalle seguenti proprietà

- *assenza di stato interno:*

Il sistema di aggiornamento non ha bisogno di stato interno per operare correttamente. Non raccoglie informazioni sul sistema elettrico, interviene in condizioni note e fissate, è una componente puramente algoritmica.

- *garantisce la coerenza dello stato:*

mentre il sistema di controllo opera in accordo a criteri di ottimo dipendenti dalla strategia, il sistema di aggiornamento deve semplicemente generare uno stato coerente. La bontà di tale stato in termini di stabilità elettrica, performability o altri criteri non è rilevante né considerata.

- *interviene in caso di disattivazione di un elemento:*

le condizioni di attivazione del sistema di aggiornamento si riducono alla rilevazione di un evento di disabilitazione. Quando il simulatore rileva il completamento di un evento di disattivazione di un elemento, il sistema di aggiornamento viene attivato. Gli eventi di disattivazione considerati sono riconducibili a guasti di elementi del sistema elettrico; il sistema di aggiornamento simula quindi i naturali aggiustamenti che si avrebbero in realtà. Gli altri possibili casi di incoerenza dello stato sono gestiti da altri componenti nella presente architettura del simulatore. Infatti, il sistema di controllo simulato può decidere di scartare parte del carico semplicemente riorganizzando la ripartizione dei flussi sulla rete, lasciando gli elementi attivi ma inutilizzati (utilizzando, quindi solo eventi di aggiornamento). L'azione del sistema di controllo e di aggiornamento sono l'unica fonte di eventi di aggiornamento e abilitazione. Questo garantisce comunque la coerenza del nuovo stato del sistema. Gli eventi di successiva abilitazione sono comunque gestiti dal sistema di controllo.

- *usa un algoritmo prefissato:*

l'algoritmo adottato dal sistema di aggiornamento simula come detto un riaggiustamento spontaneo del sistema. Una proprietà desiderabile è quella di coinvolgere il minor numero di elementi del sistema nel riaggiustamento, similmente a quanto avviene nella realtà. La definizione dell'insieme minimo di elementi coinvolti si è rivelato un problema di non banale trattazione, anche considerando i fenomeni di scompenso che possono colpire i generatori coinvolti.

Per questi motivi, nella presente versione del simulatore il sistema di aggiornamento determina un nuovo stato globale del sistema, coinvolgendo tutti gli elementi attivi nello stesso.

L'algoritmo adottato dal sistema di aggiornamento è descritto nel proseguimento della sezione.

### 5.8.2 Azioni compiute

si riassumono le azioni che il sistema di aggiornamento deve compiere:

1. *condizione di attivazione:*  
interviene al rilevamento di un completamento di un evento di disabilitazione di un elemento del sistema elettrico.
2. sincronizza le informazioni di interconnessioni comunicando con il relativo componente.
3. calcola un nuovo stato del sistema usando l'algoritmo sotto descritto.
4. ricava una serie di eventi di aggiornamento relativi agli elementi ancora attivi sulla base del risultato ottenuto al punto precedente.
5. inietta nella coda degli eventi gli eventi ottenuti al punto precedente.

Gli eventi risultanti dall'azione del sistema di aggiornamento hanno tempo di propagazione istantanea e durata zero.

### 5.8.3 Algoritmo di redistribuzione

L'algoritmo descritto produce un nuovo stato ridistribuendo i flussi elettrici secondo un criterio basato sulla minima resistenza. L'algoritmo è stato sviluppato per il presente simulatore, in mancanza di un algoritmo preesistente in grado di risolvere il problema specifico con pochi o nessun adattamento. Le considerazioni sulla correttezza del presente algoritmo sono esposte in Appendice A.

Per essere eseguito correttamente, il presente algoritmo richiede che il grafo rappresentante la rete elettrica sia stato marcato secondo l'algoritmo di marcatura precedentemente esposto nella sezione 5.5.3.

L'insieme dei nodi di partenza della marcatura (livello 0) deve coincidere con l'insieme degli impianti attivi. In questo modo, l'orientamento dedotto degli archi (linee) corrisponde approssimativamente con la direzione spontanea di propagazione del flusso elettrico.

Nel contesto, considerando tre nodi  $N$ ,  $Q$ ,  $P$ , la funzione  $M()$  che ritorna la marcatura di un nodo e due archi (linee)  $A$  e  $B$ , avendo  $M(N) < M(Q) < M(P)$  e  $A$  congiungente  $N$  e  $Q$  e  $B$  congiungente  $Q$  e  $P$  si definisce:

$A$  **entrante** in  $Q$  ed **uscente** da  $N$ ;

$B$  **uscente** da  $Q$  ed **entrante** in  $P$ ;

L'algoritmo si suddivide in due fasi, descritte nel dettaglio nel seguito.

## Fase di allagamento

1. *inizializzazione*:  
si identifica l'insieme dei nodi correnti con l'insieme dei nodi di partenza. Si imposta a zero il flusso su tutti i nodi e gli archi eccezion fatta per i nodi dell'insieme di partenza.
2. per ogni nodo dell'insieme corrente, si identifica l'eccesso di flusso disponibile, la resistenza totale ed i collegamenti in uscita.
3. l'eccesso di flusso  $E$  di un nodo  $N$  è dato da  $E = F - R$ , dove  $F$  è il flusso attuale sul nodo. Se  $E < 0$ , si considera  $E = 0$ , e si riparte dal passo precedente.  $E$  rappresenta la quantità di flusso elettrico che non è necessaria ad un dato nodo, e che quindi può scorrere verso nodi a valle.
4. i collegamenti in uscita del nodo  $N$  sono le coppie (linea, nodo) uscenti da  $N$  secondo la definizione di uscente precedentemente esposta. Per ognuno dei collegamenti in uscita dal nodo  $N$ , composto dalla linea  $l$  e dal nodo  $n$ :  
si calcola il flusso in uscita  $E_n = \frac{E}{N}$ ; si incrementa ad  $l$  e  $n$  di  $E_n$  unità.  
Se la divisione  $\frac{E}{N}$  ha dato resto non nullo, si aggiunge tale resto alla quantità  $E_n$  relativa al primo collegamento.  
Si aggiunge infine  $n$  all'insieme dei *nodi candidati*
5. esaurito l'insieme dei nodi correnti, si fa corrispondere l'insieme dei nodi correnti con quello dei nodi candidati. Se il nuovo insieme corrente è vuoto, l'algoritmo termina.

Alla fine della fase di allagamento si ha la massima distribuzione possibile di flusso sulla rete da parte dei nodi sorgente, coincidenti con gli impianti attivi. La distribuzione spontanea di flusso riprodotta dal presente algoritmo termina o quando i nodi sorgente non possono più erogare o quando i nodi destinazione hanno soddisfatte le loro richieste. In questo caso, non si ha più flusso da trasferire, o il dislivello tra sorgente e destinazione è stato colmato.

La fase di allagamento termina, come detto, quando le sorgenti esauriscono la loro capacità di erogazione. È però possibile che questo comporti un eccessivo flusso su alcuni nodi di destinazione, superiore alle richieste. Da questa constatazione prende nome la fase dell'algoritmo appena descritta. Questa situazione viene corretta dalla seconda fase dell'algoritmo, che rimuove l'eccesso di flusso (flusso superiore alla richiesta) eventualmente ricevuto dai nodi non-sorgente.

Si nota che l'esigenza della fase di asciugatura deriva dall'impostazione della fase di allagamento, che trasferisce in un passo il massimo flusso possibile.

Questa scelta è stata dettata da ragioni di semplicità e, in misura minore, di efficienza.

### Fase di asciugatura

1. *inizializzazione*:  
si identifica l'insieme dei nodi correnti con *l'ultimo insieme non vuoto dei nodi candidati* individuati nella fase precedente.
2. per ogni nodo dell'insieme corrente, si identifica l'eccesso di flusso riportato ed i collegamenti in ingresso.
3. l'eccesso di flusso  $E$  di un nodo  $N$  è dato da  $E = R - F - \sum_j F_j$ , dove  $F$  è il flusso attuale sul nodo e  $F_j$  è il flusso sul  $j$ -esimo arco in uscita da  $N$ . Se  $E < 0$ , si considera  $E = 0$ , e si riparte dal passo precedente.  $E$  rappresenta la quantità di flusso elettrico ricevuta in eccesso nella fase precedente dell'algoritmo, e che deve quindi essere rimossa.
4. i collegamenti in ingresso al nodo  $N$  sono le coppie (linea, nodo) entranti da  $N$  secondo la definizione di entrante precedentemente esposta.
5. per ogni linea  $i$ , parte dei collegamenti in ingresso al nodo  $N$ , si considera il flusso  $F_i$  sulla linea. La quantità di flusso  $F_r$  da rimuovere è pari a  $F_r = \min(F_i, E)$ . Si aggiorna quindi lo stato della linea  $i$  esima e del nodo  $N$  sottraendo  $F_r$  al flusso complessivo. Si sottrae infine  $F_r$  da  $E$  e si passa alla linea successiva. Se  $E$  o  $F_r$  valgono zero, si passa al passo seguente.
6. qualora un nodo abbia  $P > 0$  (sia cioè un impianto) si sottrae semplicemente  $E$  dal suo flusso attuale.
7. si determinano i nodi candidati. I nodi candidati sono quelli che hanno marcatura pari a  $M - 1$  dove  $M$  è la marcatura massima tra i nodi correnti visitati. È possibile che un nodo sia visitato più volte, ma questo non altera il corretto calcolo dello stato, perchè a partire dalla seconda visita di un nodo già trattato si avrà  $E = 0$ .
8. esaurito l'insieme dei nodi correnti, si fa corrispondere l'insieme dei nodi correnti con quello dei nodi candidati. Se il nuovo insieme corrente è vuoto, l'algoritmo termina.

Nel suo insieme, l'algoritmo proposto compie due visite complete del grafo del sistema elettrico. La scelta dei nodi candidati nel penultimo passo della fase di asciugatura non può procedere sfruttando la connettività degli archi entranti nei nodi correnti perchè la connettività del grafo potrebbe essere tale da far tralasciare dei nodi nel processo. Si veda la figura 5.6 per un esempio. Procedere ricercando per livelli, come descritto sopra, si



di applicazione non è particolarmente favorevole da questo punto di vista. Pur semplificati, i fenomeni analizzati sono di complessità notevole, e soprattutto lo sono le interazioni tra le parti che si intendono replicare e studiare. I fenomeni analizzati sono essi stessi non ben noti se non, prevalentemente, nei modi e mediante i modelli che sono stati esposti nel capitolo 3. La verifica deve quindi prevedere per aspetti qualitativi, in quanto una verifica quantitativa è fortemente dipendente dalle approssimazioni fatte e dalla modellazione utilizzata, quindi difficilmente paragonabile con quanto esistente. Una verifica puntuale, inoltre, presenta difficoltà pratiche notevoli per casi meno che banali.

La verifica del comportamento dei componenti del simulatore è stata effettuata in modo automatizzato per quanto possibile. Questo comprende test unitari del comportamento dei singoli moduli e componenti, con particolare riferimento ai componenti che implementano gli elementi del sistema elettrico modellati.

Si è verificato il corretto comportamento degli elementi in termini di reazione a determinati eventi. La verifica comprende, ove possibile, sia la presenza di reazione attesa sia l'assenza di reazione inattesa.

La verifica delle interazioni nel sistema presenta problematiche tutt'altro che banali, come anticipato in inizio di sezione. Si è proceduto ad una verifica di base delle interazioni comprendendo analisi completa di casi semplici, e quindi gestibili. In queste circostanze si è seguito dettagliatamente lo svolgimento della simulazione attraverso i log file controllando la coerenza dei singoli stati e la coerenza della sequenzialità degli stessi.

In casi più complessi si è proceduto con verifiche a campione su porzioni di rete modellata e per un numero limitato di interazioni.

## 5.11 Codice del simulatore

Il codice del simulatore qui presentato non viene riprodotto in questo documento per esigenze tipografiche. Il codice è comunque liberamente disponibile all'indirizzo <http://dcl.isti.cnr.it>

## Capitolo 6

# Esempi di applicazioni

In questa sezione si mostreranno i risultati di alcune simulazioni di prova. Lo scopo di questa sezione è di mostrare il comportamento dell'implementazione in alcune situazioni tipiche.

Si è scelto di analizzare casi semplici in modo da poter verificare agevolmente la correttezza dei risultati prodotti.

Le misure di interesse utilizzate per gli esperimenti qui mostrati sono le stesse viste in 2.9, brevemente richiamate in tabella per 6.1 per comodità.

<b>misura</b>	<b>significato</b>
$T$	durata della vita del sistema a seguito dell'iniezione di guasto
$B_i (i \in 0, \dots N)$	numero di sottostazioni in blackout al termine della simulazione
$H_t$	rappresenta il guadagno al tempo $t$ dovuto al soddisfacimento della richiesta da parte delle sottostazioni.
$G_{[0,t]}$	rappresenta la misura accumulata di $H_t$ in tutti gli stati attraversati dal sistema.
$Y_t$	rappresenta il costo al tempo $t$ a carico del sistema a causa di blackout.
$V_{[0,t]}$	rappresenta la misura accumulata di $V_t$ in tutti gli stati attraversati dal sistema.
$R_{[0,t]}$	misura sintetica corrispondente a $G_{[0,t]} - V_{[0,t]}$
$S_t$	rappresenta il costo al tempo $t$ a carico del sistema a causa di sovraccarico sugli elementi.
$Q_{[0,t]}$	rappresenta la misura accumulata di $S_t$ in tutti gli stati attraversati dal sistema.

Tabella 6.1: riepilogo delle misure di interesse considerati

Qualora sia stato ritenuto utile al fine di comprendere meglio il risultato della simulazione, saranno introdotte e discusse ulteriori misure ausiliarie.



In tutti i casi qui presentati si è determinato mediante simulazione preliminare lo stato del sistema all'inizio dell'analisi. Questa scelta è dovuta all'assenza di dati preesistenti sullo stato del sistema, trattandosi di sistemi astratti. La determinazione dello stato iniziale avviene applicando un algoritmo di riconfigurazione in modo da trovare uno stato iniziale ottimo per  $V$  ( $V = 0$ ) e  $G$  ( $G$  massimo, dipendentemente dal sistema in esame; ciò implica  $R$  massimo).

## 6.1 Sistema minimo

Come prima validazione del comportamento del simulatore, e al fine di discutere l'evoluzione di un sistema in elevato grado di dettaglio, si presenta lo studio di un sistema minimo costituito da

- un impianto di produzione;
- un HUB;
- due sottostazioni di distribuzione;
- quattro linee di conduzione;

Il sistema minimo in esame è raffigurato in figura 6.1;

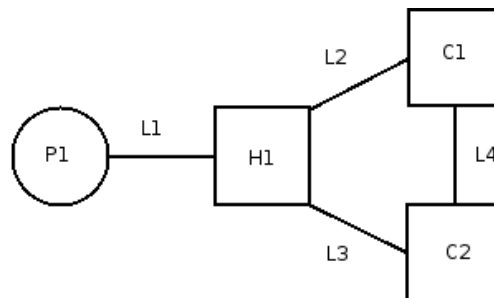


Figura 6.1: sistema minimo di prova

### 6.1.1 Parametri del sistema e condizioni iniziali

Le caratteristiche degli elementi del sistema sono riassunte nella tabella 6.2. Sono evidenziati i parametri costanti durante la prova effettuata

Le condizioni iniziali del sistema sono di equilibrio, con la ripartizione di flusso riportata in tabella 6.3 e rappresentata in figura 6.2.

<b>parametro</b>	<b>valore</b>	<b>note</b>
Produzione ( $P$ )	250	-
Variabilità produzione	$\infty$	L'impianto esistente si considera ideale. Come si vedrà nella sezione seguente, questo non influenza la simulazione.
Richiesta ( $R$ )	100	-
Costo di sottocarico	1	costo unitario per ogni unità di flusso non ricevuto da una sottostazione.
Costo di sovraccarico	1	costo unitario per ogni unità di flusso oltre il limite operativo degli elementi.
Costo di produzione	0	non considerato.
Guadagno	500	considerato per ogni unità di tempo in cui $F = R$ su ogni sottostazione.
Probabilità di propagazione guasti linee/sottostazioni	0.001/0.05	come si vedrà nella sezione seguente, questo risulta irrilevante ai fini della simulazione.

Tabella 6.2: Parametri fissati del sistema minimo

<b>flusso</b>	<b>elemento</b>	<b>note</b>
P1	200	-
H1	0 (200)	in quanto inerte, un HUB non registra alcun flusso.
C1	100	$F = R$ .
C2	100	$F = R$ .
L1	200	-
L2	100	-
L2	100	-
L4	0	linea inutilizzata.

Tabella 6.3: Ripartizione iniziale dei flussi sul sistema minimo

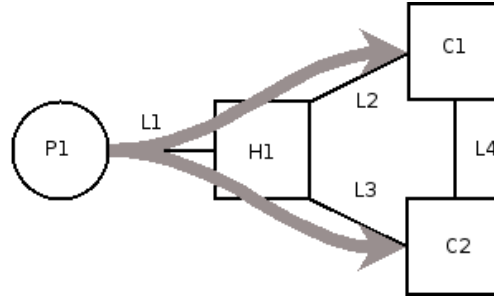


Figura 6.2: Rappresentazione della ripartizione iniziale dei flussi sul sistema minimo

### 6.1.2 Studio del sistema

Lo studio prevede l'osservazione dell'andamento del sistema a seguito all'iniezione di guasto sulla linea L2 ad un tempo fissato e pari a 100 secondi simulati. Si terminano gli esperimenti quando il sistema collassa completamente. Si utilizzano distribuzioni di probabilità deterministiche nel calcolo del tempo al fallimento in condizioni di sovraccarico. Si studia il comportamento del sistema al variare della capacità minima  $C_m$  di linee e sottostazioni e al variare del parametro  $K$  che determina il limite di funzionamento delle stesse. I predetti valori di  $C_m$  e  $K$  vengono fatti variare nell'intervallo proposto in tabella 6.4. La scelta dei valori estremi  $K$  è stata determinata da quanto proposto nella letteratura esistente; La scelta di valori di  $C_m$  è stata scelta in modo tale che il valore fosse inferiore al flusso che si registra dopo il guasto, ma superiore a quanto imposto nelle condizioni iniziali.

parametro	minimo	massimo	passo
$K$	1.1	1.5	0.1
$C_m$	120	190	10

Tabella 6.4: Intervalli per di  $K$  e  $C_m$  considerati nello studio del sistema minimo

L'andamento previsto del sistema prevede un periodo di tempo costante e fisso prima dell'introduzione del guasto. A seguito del guasto, si presuppone che il sistema torni in equilibrio sfruttando il percorso alternativo per la distribuzione del flusso dato dalla ridondanza iniziale, come mostrato in figura 6.3

In questo caso, dopo il guasto si ha una sola distribuzione possibile di flusso, quindi l'operato del sistema di controllo, che comunque interviene, non altera lo stato del sistema. A seguito del guasto, il sistema si porta in uno stato di sovraccarico perchè la capacità  $C_m$  delle linee è dimensionata

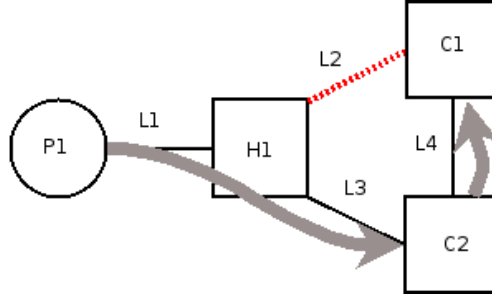


Figura 6.3: Rappresentazione della ripartizione flussi sul sistema minimo a seguito del guasto

in modo da sopportare una ripartizione di carico corrispondente allo stato iniziale. Qualora  $C_m$  avesse un valore tale da sopportare la nuova ripartizione di flusso a seguito del guasto l'esperimento sarebbe privo di senso. Ci si attende quindi che il sistema sopravviva per una quantità di tempo proporzionale alle sue caratteristiche, quindi con adamento crescente per  $C_m$  e  $K$ .

### 6.1.3 Risultati delle simulazioni

Data il totale determinismo nell'evoluzione del sistema, si è effettuato un solo esperimento per ogni combinazione di parametri. Dato inoltre che la simulazione viene arrestata al collasso del sistema, l'andamento di  $V$  e di  $Y$  non è mostrato in quanto non significativo, essendo i due valori costanti e fissati. Analogamente, la probabilità di fallimento è costante e pari ad 1, e la classificazione del blackout è costante e pari a N (blackout totale, tutte le sottostazioni afflitte), per cui anche questi valori non sono mostrati.

Si osserva in primo luogo l'andamento del tempo di vita  $T$  del sistema (figura 6.4) e del guadagno  $G$  accumulato del sistema, (figura 6.5) che corrispondono esattamente alle attese, con valori crescenti per  $K$  e  $C_m$ . A sua volta, come ci si aspetta, in questo caso  $G$  è proporzionale a  $T$ , e ne ricalca quindi l'andamento.

L'andamento dello stress da sovraccarico accumulato  $Q$  merita qualche osservazione a causa del suo andamento (figura 6.6) che *potrebbe* sembrare contro-intuitivo.

L'andamento complessivo delle curve vede, come ci si aspetta, una crescita per  $K$  e per  $C_m$  e un punto di partenza delle varie curve corrispondente a quanto visto per  $T$ .

Il valore del sovraccarico accumulato  $Q$ , nel caso particolare in esame è dato, per ogni esperimento, dalla durata del periodo di sovraccarico e dall'entità dello stress  $S$  sperimentato dal sistema in tale periodo. L'unica linea sog-

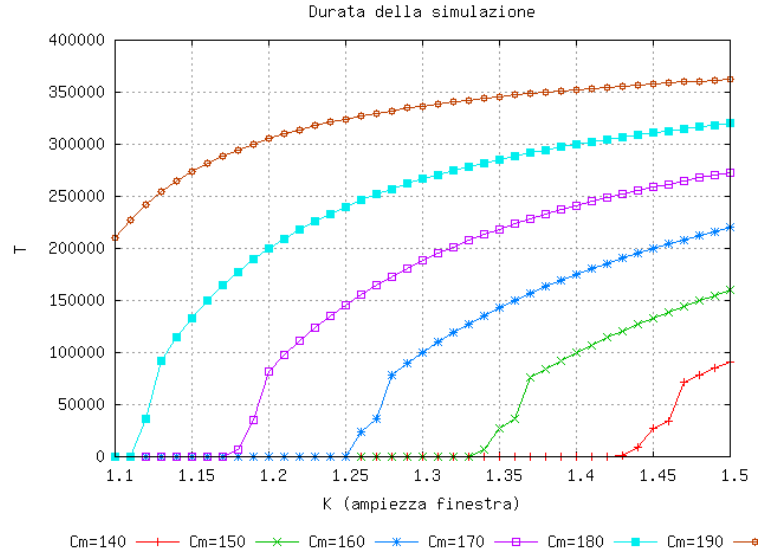


Figura 6.4: Andamento del tempo di vita  $T$  del sistema minimo al variare di  $K$  e  $C_m$

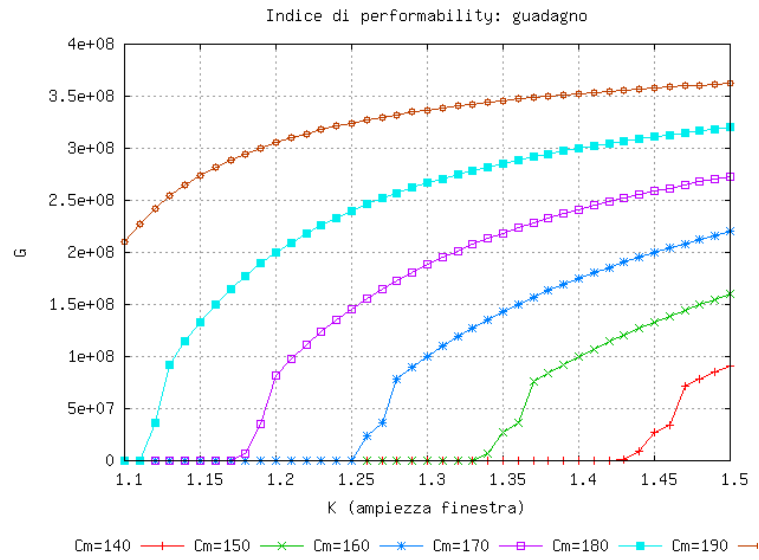


Figura 6.5: Andamento del guadagno accumulato  $G$  del sistema minimo al variare di  $K$  e  $C_m$

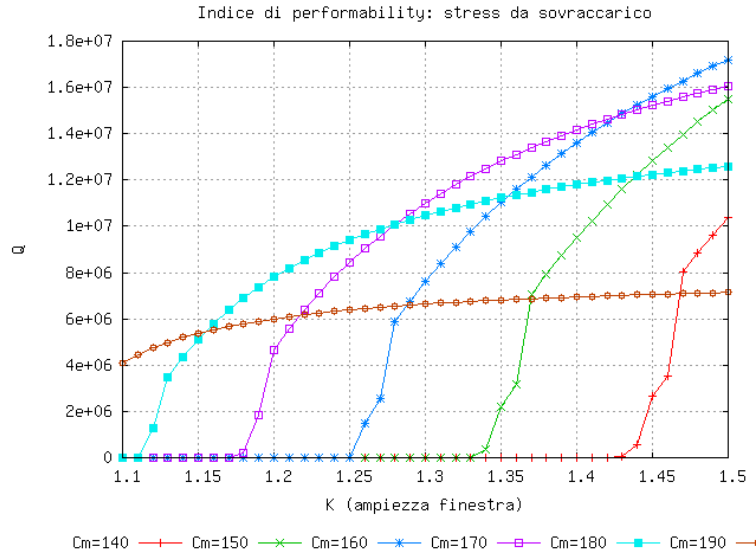


Figura 6.6: Andamento dello stress da sovraccarico accumulato  $Q$  del sistema minimo al variare di  $K$  e  $C_m$

getta a sovraccarico, nonchè causa ultima del collasso finale del sistema, è L3.

Lo stress che L3 sperimenta è però proporzionale alla sua *capacità minima*  $C_m$  secondo la relazione  $S = F - C_m$ . In esperimenti con bassa capacità minima, dunque, si avrà che il valore di  $S$  è relativamente elevato.

L'effetto complessivo è che per valori alti di  $C_m$  le curve  $Q$  corrispondenti salgono più lentamente rispetto a quelle per valori bassi di  $C_m$ . Questo fattore risulta dominante rispetto al tempo di vita del sistema.

In altri termini, il valore di  $Q$  tende a variare meno al variare di  $K$  all'aumentare di  $C_m$ . Questo spiega il progressivo appiattimento delle curve di  $Q$  all'aumentare di  $C_m$ . Viceversa, per bassi valori di  $C_m$  si ha una velocità maggiore di accumulo di  $Q$  e un andamento risultate più ripido. Questo spiega il motivo per cui le curve viste si incrociano tra loro.

Le analisi sin qui mostrate evidenziano un comportamento conforme alle attese e pienamente ragionevoli. Anche dato un sistema di questa semplicità, lo studio dell'andamento della misura  $Q$  permette di evidenziare un potenziale comportamento contro-intuitivo, sia pure pienamente lecito.

## 6.2 Sistema a 23 nodi

Si presenta una prova effettuata su una porzione della rete IEEE a 118 nodi ([3]) riadattata secondo i vincoli di rappresentazione di EIDM1.

La porzione considerata prevede:

- 6 impianti di produzione e 6 impianti aggiuntivi;
- nessun HUB;
- 23 sottostazioni di distribuzione;
- 35 linee di conduzione;

Si è cercato, con questo esperimento, di proporre una situazione verosimile pur mantenendo la complessità entro limiti tali da poter permettere di entrare nel dettaglio dell'evoluzione del sistema.

La rete IEEE a 118 nodi completa è raffigurata in 6.7, dove viene evidenziata la porzione di rete utilizzata in queste prove. La stessa porzione è schematizzata in figura 6.8.

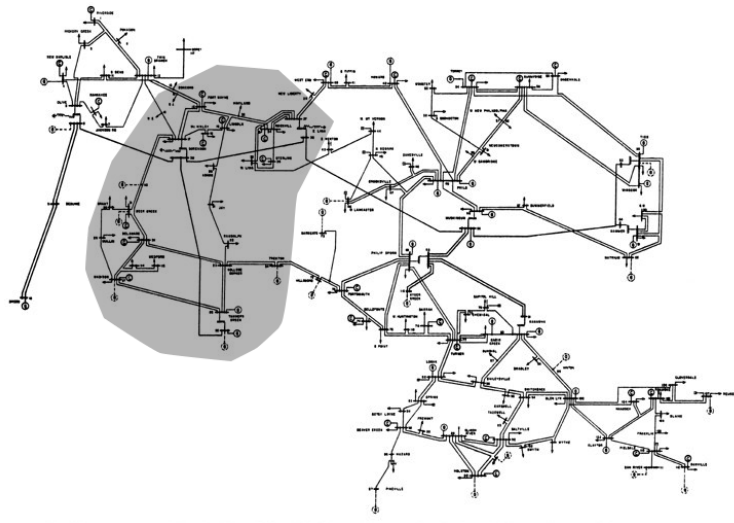


Figura 6.7: Rete IEEE di test a 118 nodi, con evidenziata l'area considerata.

### 6.2.1 Parametri del sistema e condizioni iniziali

Le caratteristiche degli elementi del sistema sono riassunte nella tabella 6.5. Sono evidenziati i parametri costanti durante la prova effettuata

Le condizioni iniziali del sistema sono di equilibrio, con la ripartizione di flusso riportata in appendice C.

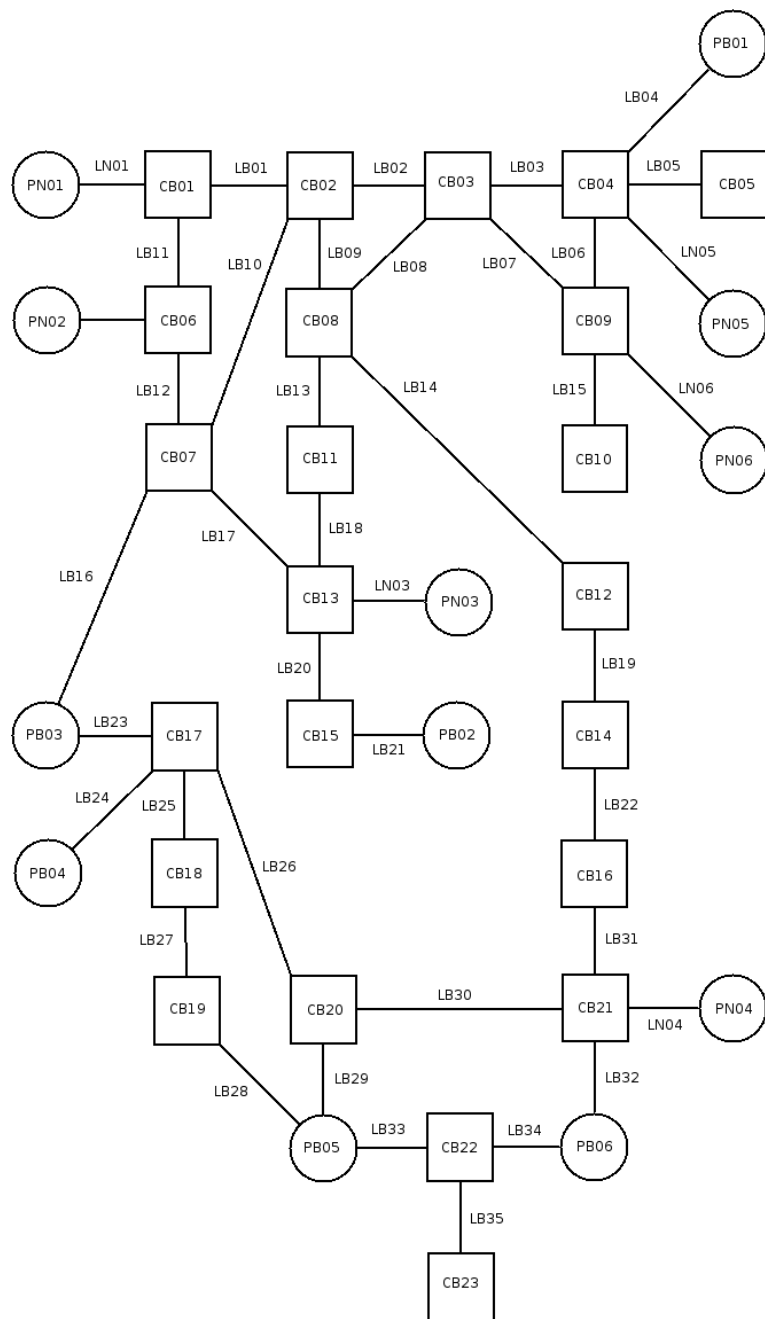


Figura 6.8: Rappresentazione della porzione della rete IEEE utilizzata per le prove.



parametro	valore	note
Produzione ( $P$ )	250	-
Variabilità produzione	$\infty$	Gli impianti esistenti si considerano ideali.
Richiesta ( $R$ )	100	-
Costo di sottocarico	1	costo unitario per ogni unità di flusso non ricevuto da una sottostazione.
Costo di sovraccarico	1	costo unitario per ogni unità di flusso oltre il limite operativo degli elementi.
Costo di produzione	0	non considerato.
Guadagno	500	considerato per ogni unità di tempo in cui $F = R$ su ogni sottostazione.
Probabilità di propagazione guasti linee/sottostazioni	0.001/0.05	come si vedrà nella sezione seguente, questo risulta irrilevante ai fini della simulazione.

Tabella 6.5: Parametri fissati del sistema minimo

### 6.2.2 Studio del sistema

Si osserva il comportamento del sistema in una finestra temporale fissata pari a 5000 secondi simulati. Si inietta un guasto nel nodo CB08, come mostrato in figura 6.9, ad un tempo fissato pari a 10 secondi simulati; questo guasto causa l'indisponibilità di un nodo e di tutte le linee ad esso connesse. Si osserva quindi l'evoluzione del sistema; il sistema di controllo è impostato in modo da intervenire una ed una sola volta alla rilevazione del guasto iniettato. Questo perchè si è interessati a valutare la bontà dell'azione singola attuata dal sistema di controllo; la finestra temporale è stata scelta in modo da permettere di poter osservare le conseguenze di eventuali sovraccarichi determinati dal sistema di controllo.

Si studia il comportamento del sistema al variare della capacità minima  $C_m$  di linee e sottostazioni e al variare del parametro  $K$  che determina il limite di funzionamento delle stesse. I valori di  $C_m$  e  $K$  vengono fatti variare nell'intervallo proposto in tabella 6.6. La scelta dei valori estremi  $K$  è stata determinata da quanto proposto nella letteratura esistente; La scelta di valori di  $C_m$  è stata scelta in modo da evidenziare il comportamento del sistema in condizioni di stabilità, potenziale sovraccarico sporadico, sovraccarico o palese inadeguatezza, come riassunto in tabella 6.7.

Data l'assenza di qualsiasi forma di non-determinismo nello scenario qui descritto, si sceglie di effettuare un singolo esperimento per ogni combinazione di parametri di prova.

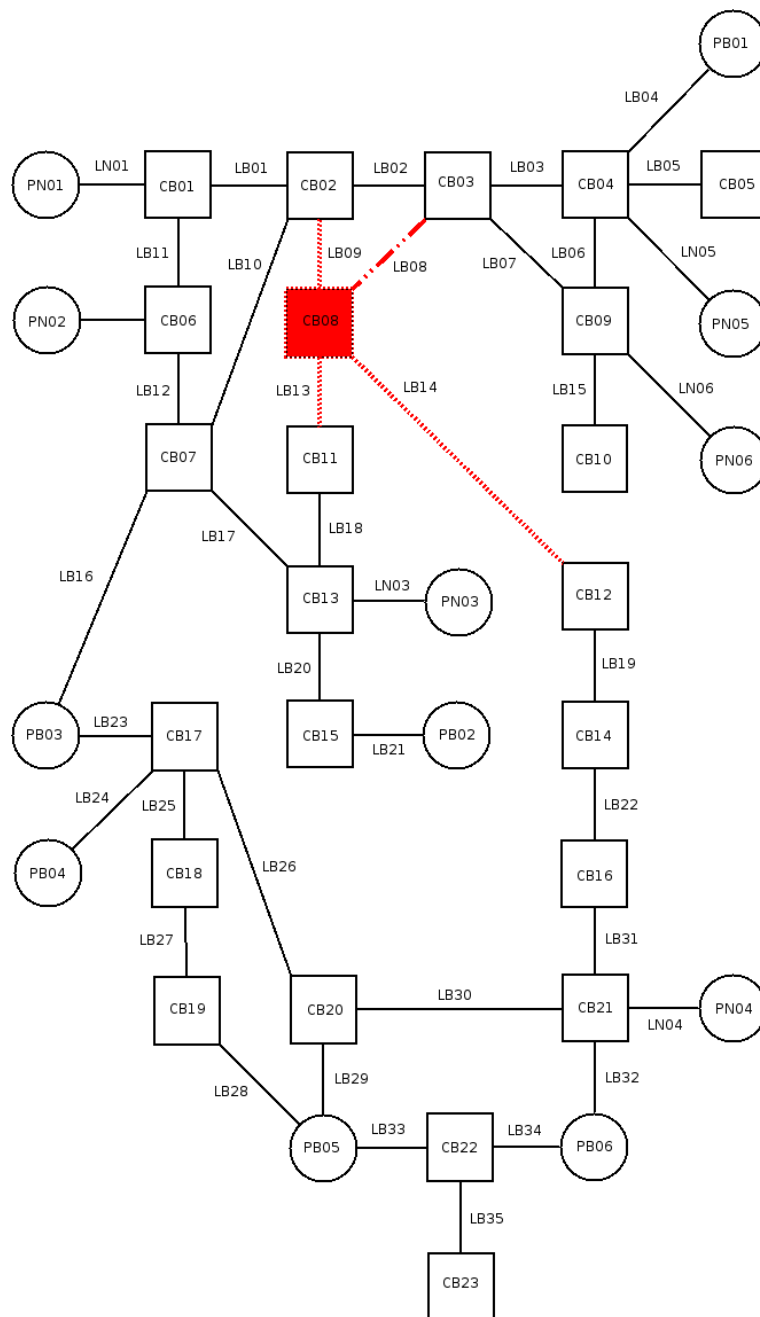


Figura 6.9: Localizzazione del guasto iniettato nella rete. Sono evidenziati gli elementi resi indisponibili dal guasto.

parametro	minimo	massimo	passo
$K$	1.1	1.5	0.1
$C_m$	175	325	50

Tabella 6.6: Intervalli per di  $K$  e  $C_m$  considerati nello studio del sistema a 23 nodi

valore $C_m$	condizioni operative
175	irrealistiche; si evidenzia il comportamento del sistema in situazioni di palese inadeguatezza.
225	poco realistiche; si evidenzia il comportamento del sistema in sovraccarico.
275	realistiche; potenziale sovraccarico sporadico a seguito di riconfigurazioni.
325	realistiche; sistema sovradimensionato rispetto al guasto introdotto.

Tabella 6.7: motivazioni della scelta dei valori di  $C_m$  per lo studio del sistema a 23 nodi

### 6.2.3 Risultati delle simulazioni

Si presentano in primo luogo gli andamenti degli indici complessivi di performability. La figura 6.10 presenta l'andamento di  $R$ , la figura 6.11 l'andamento di  $G$ , infine la figura 6.12 l'andamento di  $V$ . Si ricorda che l'indice  $R$  è costruito sommando algebricamente  $G$  e  $V$  e riassume il comportamento di questi.

L'andamento speculare dei grafici di  $G$  e  $V$ , a meno di un fattore di scala, trova giustificazione nel modo con cui tali indici sono calcolati. La sequenza di stati attraversati dal sistema in un particolare esperimento è costante, ma in ognuno di questi stati una sottostazione può contribuire in modo esclusivo a  $G$  o a  $V$ , mai ad entrambi.

Alla luce di queste considerazioni si spiega anche l'andamento di  $R$  e la somiglianza qualitativa del suo andamento con  $G$ .

In generale, si nota che complessivamente l'andamento dei grafici di  $R$  (e conseguentemente di  $G$  e  $V$ ) rispecchia le attese con un comportamento crescente sia al crescere di  $K$  sia al crescere di  $C_m$ . L'andamento delle curve per  $C_m = 325$  è effettivamente piatto, dato che per tale valore il sistema tollera senza problemi il guasto inserito. L'andamento delle curve per  $C_m = 275$  può apparire piatto in virtù del fattore di scala adottato. La figura 6.13 evidenzia che in realtà si ha un andamento crescente coerentemente con le attese.

Si passa a discutere in maggior dettaglio la figura 6.10.

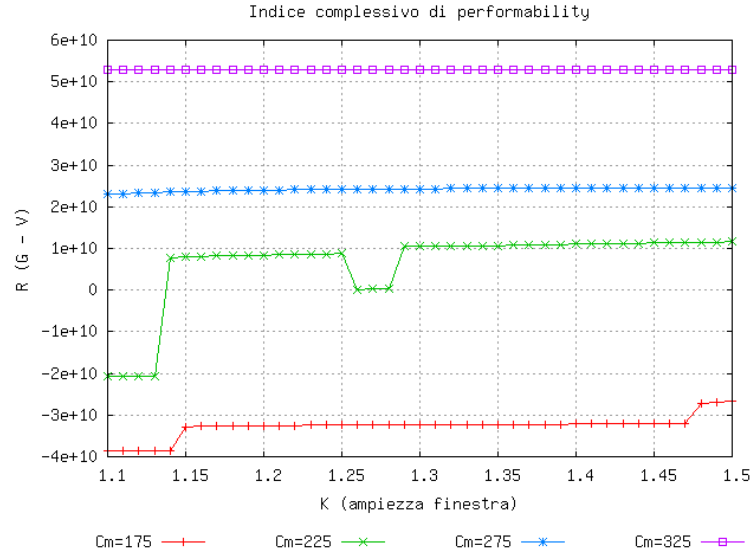


Figura 6.10: Andamento dell'indice complessivo di performability  $R$  del sistema a 23 nodi al variare di  $K$  e  $C_m$

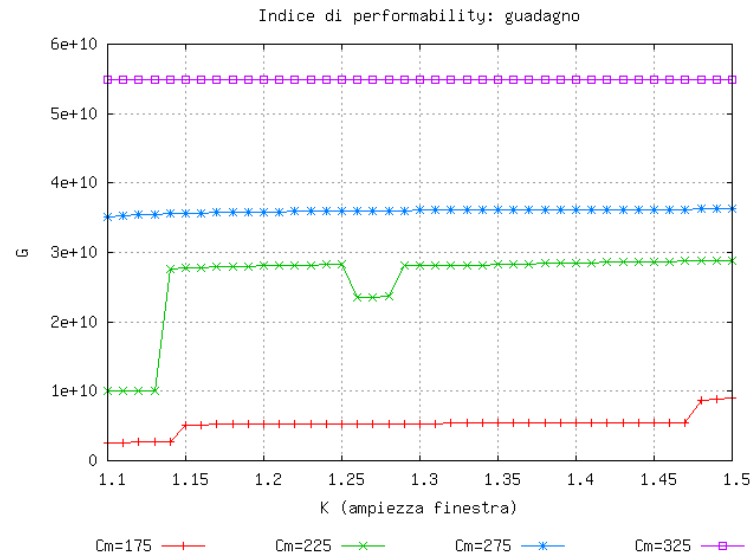


Figura 6.11: Andamento del guadagno accumulato  $G$  del sistema a 23 nodi al variare di  $K$  e  $C_m$

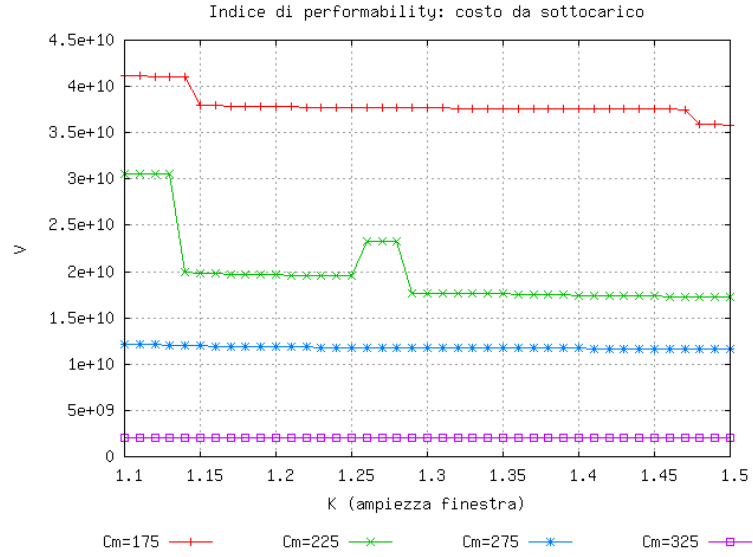


Figura 6.12: Andamento del costo da sottocarico  $V$  del sistema a 23 nodi al variare di  $K$  e  $C_m$

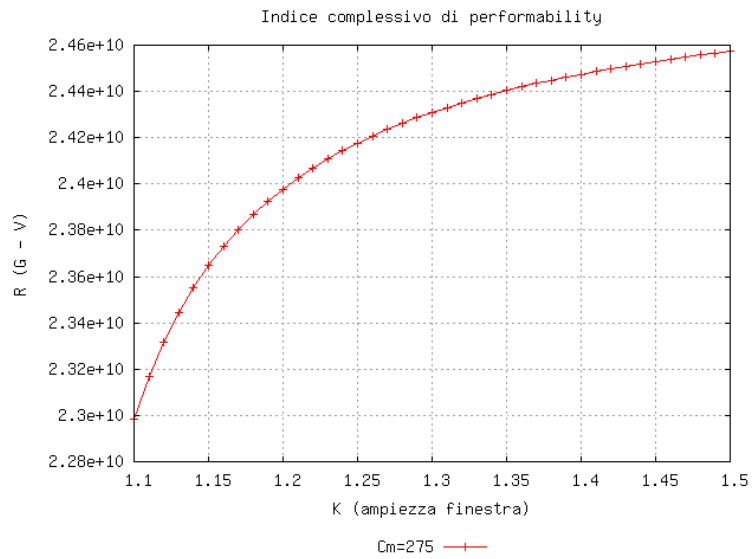


Figura 6.13: Andamento dell'indice complessivo di performability  $R$  del sistema a 23 nodi al variare di  $K$ , per  $C_m = 275$

L'andamento per  $C_m = 175$  mostra due discontinuità per  $K = 1.15$  e  $K = 1.48$ ; In corrispondenza di tali valori il limite operativo delle linee del sistema raggiunge valori sufficienti a sopportare lo stato iniziale del sistema. In particolare, per valori di  $K$  inferiori a 1.15 il sistema è talmente sottodimensionato da collassare in maniera pressochè istantanea subito dopo l'attivazione; si ottiene la perdita istantanea di quasi tutti i generatori a seguito della disconnessione delle loro linee di collegamento. La prima discontinuità si verifica quando il valore del limite operativo  $L_O = K * C_m$  raggiunge una soglia tale da consentire la sopravvivenza di un numero maggiore di generatori. La seconda discontinuità si ha quando il valore di  $L_O$  raggiunge una soglia tale da consentire la corretta attuazione dello stato iniziale. In questo caso, come verrà maggiormente evidenziato dal grafico di  $Q$  (figura 6.15), si ha comunque un fortissimo stress del sistema, e quindi un successivo rapido collasso dello stesso dovuto a sovraccarico.

L'andamento per  $C_m = 225$  evidenzia due discontinuità per  $K = 1.14$  e per  $K$  nell'intervallo  $[1.25, 1.29]$ . Nel primo caso si ha, analogamente all'andamento per  $C_m = 175$ , una discontinuità quando  $L_O$  raggiunge un valore tale da rendere il sistema in grado di sopportare l'applicazione dello stato iniziale. Si può osservare che i valori di partenza per  $C_m = 225$  differiscono da quelli di assestamento per  $C_m = 175$ . Il valore di  $C_m$  influenza il calcolo di questi valori, e questo spiega sia perchè il valore per  $C_m = 225$  è migliore ( $R$  maggiore) sia perchè i valori *tendano* a convergere, ma non convergono esattamente.

La seconda discontinuità è dovuta ad una somma di concause. Per valori di  $K$  compresi in  $[1.25, 1.29]$  si ha in questo caso un'anomalia di interazione tra sistema di controllo e sistema elettrico, che sarà descritta in maggior dettaglio nel seguito del paragrafo. In questa regione, si ha un ritardo di riconfigurazione dovuto ad un guasto spontaneo che occorre mentre il sistema di controllo sta effettuando il calcolo del nuovo stato. La particolare ampiezza delle discontinuità deriva da una riconfigurazione non ottimale che viene applicata più che dall'anomalia di interazione; è possibile ottenere un'anomalia su  $R$  di minore entità applicando una riconfigurazione migliore pur avendo quest'anomalia di interazione.

L'andamento per  $C_m = 275$  e  $C_m = 325$  non comporta particolari aspetti degni di nota; lo studio dettagliato dell'evoluzione del sistema fa notare che la particolare condizione dovuta all'iniezione del guasto comporta un elevato flusso di carico sulla linea LB31 che causa un sovraccarico nel caso  $C_m = 275$ . Questo giustifica i valori migliori ottenuti nel caso di  $C_m = 325$ . Ulteriori prove, non mostrate qui, mostrano che per valori di  $C_m \geq 305$  si ha una stabilità completa del sistema nel caso specifico, con valori che convergono a quello mostrato per  $C_m = 325$  che rappresenta l'estremo superiore per tutti gli indici mostrati.

Considerando adesso l'indice  $B$  mostrato in figura 6.14 si nota che l'andamento delle curve è qualitativamente consistente con quello visto nel grafico di  $R$ , coerentemente con le attese.

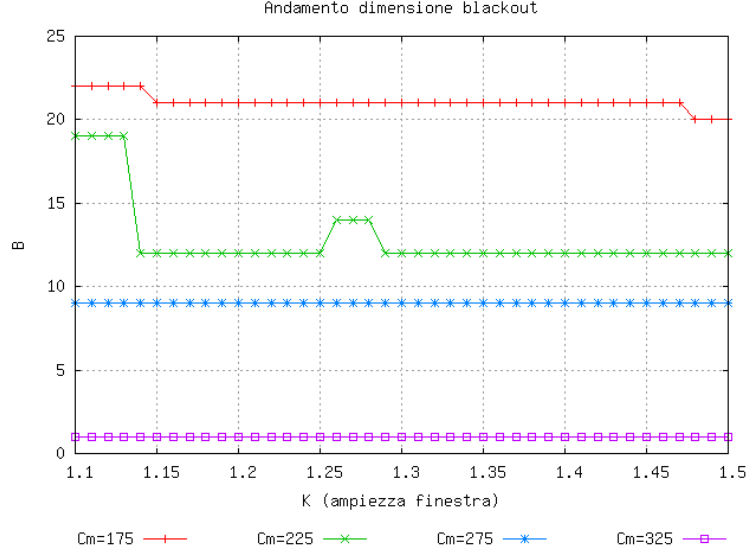


Figura 6.14: Andamento del numero di nodi in blackout nel sistema a 23 nodi al variare di  $K$  e  $C_m$

Si passa adesso a considerare la figura 6.15. L'andamento complessivo di  $Q$  è qualitativamente simile, come ci si aspetta, a quanto visto in precedenza per il sistema minimo, ma si evidenziano un certo numero di particolarità. In primo luogo, l'andamento per  $C_m = 325$  non mostra particolari sorprese in quanto il sistema è dimensionato in modo tale da non risentire del guasto iniettato. Per  $C_m = 275$  si nota l'effetto del sovraccarico su LB31 precedentemente accennato, dovuto sia ad assestamento spontaneo sia a riconfigurazione.

Le curve per  $C_m = 175$  e  $C_m = 225$  meritano invece una trattazione separata.

Per  $C_m = 175$  si notano due aspetti di interesse; in primo luogo la curva per valori di  $K < 1.14$  ha un valore circa costante e elevato. Si tenga conto che per questo intervallo di valori il sistema è patologicamente inadeguato e presenta comportamenti fortemente anomali; in particolare il sistema si porta in condizione di blackout particolarmente estesa già nei primi istanti simulati. In questo caso si ha un assestamento in una condizione particolare che causa un sovraccarico ridotto ma continuato sulla porzione di rete che resta attiva. Per valori di  $K > 1.14$  si ha un progressivo ingrandimento della porzione di rete che resta attiva, fino a valori di  $K$  circa 1.45. Superata questa soglia  $L_O = K * C_m$  diventa tale da permettere al sistema di resi-

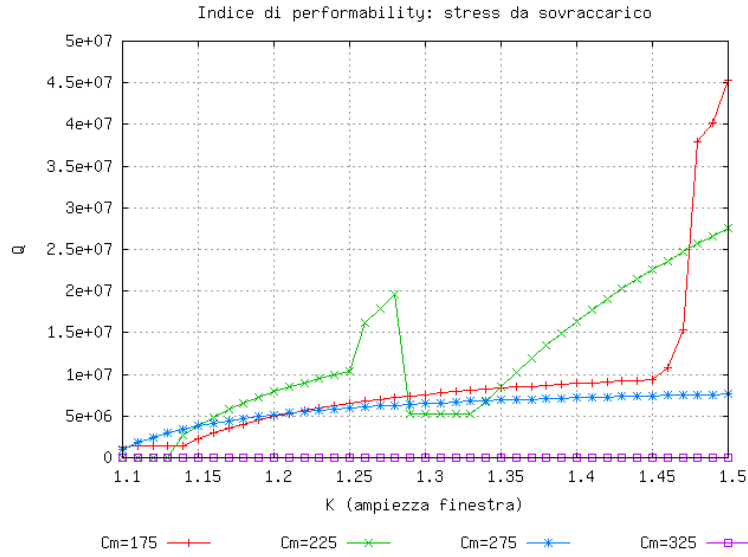


Figura 6.15: Andamento del costo da sovraccarico  $Q$  del sistema a 23 nodi al variare di  $K$  e  $C_m$

stere per un periodo di tempo crescente all'applicazione dello stato iniziale (che prevede parecchi generatori operanti a pieno regime,  $P = F = 255$ ). Il sistema si trova però in condizioni di gravissimo stress, quindi l'andamento di  $Q$  ha una brusca e repentina salita.

Per  $C_m = 225$  si ha un'interessante anomalia di interazione tra sistema elettrico e sistema di controllo che si passa adesso a descrivere nel dettaglio. Per capire il comportamento del sistema occorre entrare nel dettaglio dell'evoluzione del medesimo. Come anticipato, in questo caso si rivela determinante il comportamento della linea LB31. Il guasto iniettato, infatti, taglia una delle linee di rifornimento del gruppo di nodi CB12-CB14-CB16; il flusso necessario a questi nodi viene quindi ad essere completamente veicolato dalla linea LB31, che si trova in sovraccarico. La situazione in seguito all'iniezione del guasto su CB08 viene schematizzata in figura 6.16

La discontinuità evidenziata nei grafici di  $R$  (figura 6.10) (e quindi  $G$ , figura 6.11 e  $V$ , figura 6.12) e  $Q$  (figura 6.15) deriva dall'interazione di LB31 con il sistema di controllo. In particolare, a seguito del guasto, l'aggiornamento del sistema porta una certa quantità di carico su LB31 in modo da provocare un certo sovraccarico; il sistema di controllo, dovendo soddisfare le richieste dei tre nodi CB12-CB14-CB16, immetterà comunque  $F = 300$  su LB31 (dato che  $R = 100 * 3 = 300$ ).

Si divide il grafico di  $Q$  mostrato in figura 6.15 al fine di spiegarlo meglio.



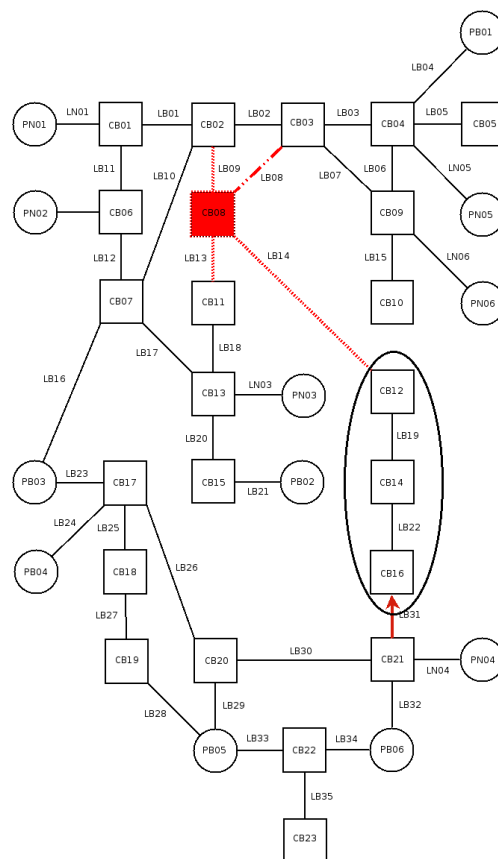


Figura 6.16: Ripartizione dei flussi nell'area CB12-CB14-CB16 a seguito dell'iniezione di un guasto su CB08

- per valori di  $K \leq 1.25$  il sistema si assesta a seguito del guasto, e si ha un comportamento coerente con le attese, con  $Q$  crescente al crescere di  $K$ . In questa regione le caratteristiche di LB31 sono tali da causarne l'immediata disconnessione a causa dell'assestamento spontaneo. Quando il sistema di controllo interviene, trova LB31 già disconnessa.
- per valori di  $K$  maggiori di 1.25 i parametri della linea LB31 diventano tali da permetterle di sopportare il carico imposto dall'assestamento spontaneo.
- per valori di  $K$  compresi tra 1.25 e 1.28 la vita operativa di LB31 a seguito dell'assestamento causato dall'iniezione del guasto ha una durata tale da causarne la disconnessione **mentre il sistema di controllo sta calcolando una nuova riconfigurazione**. In questo caso il sistema di controllo si accorge del cambiamento delle condizioni del sistema elettrico, interrompe il calcolo e ne inizia automaticamente un nuovo considerando LB31 indisponibile.  
La discontinuità in questa regione è particolarmente evidente a causa di una riconfigurazione non ottimale determinata, alla fine, dal sistema di controllo; in particolare, si viene a determinare un sovraccarico su altre linee; una distribuzione del carico maggiormente equilibrata renderebbe questa discontinuità *comunque presente, ma meno evidente*. Il verificarsi di questa interazione è confermato dal numero di ritardi consecutivi di riconfigurazione mostrato in figura 6.17.
- per valori di  $K$  maggiori di 1.29, la linea LB31 resta connessa un tempo sufficiente a permettere al sistema di controllo di applicare il nuovo stato. Come detto, questo determina un carico di 300 unità su LB31; tuttavia, i parametri ( $L_O = C_m * K$ ) della linea sono tali da causarne l'immediata disconnessione a causa di eccessivo carico. Questo comporta ovviamente un blackout sui nodi CB12-CB14-CB16.
- la situazione descritta al punto precedente si protrae sino a  $K = 1.33$ . Infatti, per  $K = 1.33$  si ha  $L_O = 225 * 1.33 = 299.25$ ; mentre per  $K = 1.34$  si ha  $L_O = 225 * 1.34 = 301.5$ . La linea LB31 riesce quindi a sopportare il carico imposto dal sistema di controllo per una quantità crescente di tempo, pur trovandosi in situazione di notevole sovraccarico. Questo motiva l'andamento nuovamente crescente di  $Q$  per valori di  $K \geq 1.34$ .

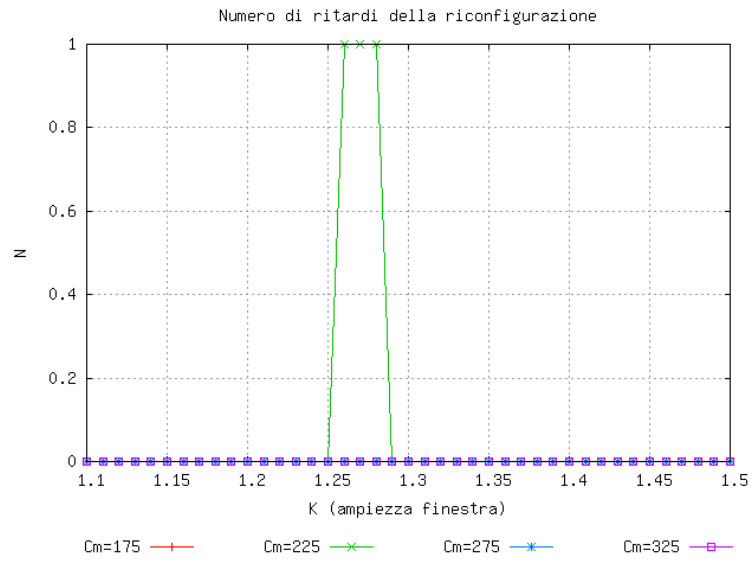


Figura 6.17: Numero di ritardi di riconfigurazione che effettua il sistema di controllo nel sistema a 23 nodi al variare di  $K$  e  $C_m$

## Capitolo 7

# Conclusioni

La valutazione del comportamento di sistemi complessi come le infrastrutture elettriche è un compito di elevata difficoltà data la complessità del sistema considerato e la varietà delle interazioni coinvolte. Questa difficoltà aumenta ulteriormente considerando l'interazione tra sistemi complessi, sia pure strettamente correlati come nel caso di sistema elettrico e sistema di controllo. Tuttavia, data la criticalità di questi sistemi diventa particolarmente interessante valutare il comportamento degli stessi sia individualmente sia soprattutto considerando le relative interdipendenze.

Sono stati presentati e discussi i principali modelli relativi alla valutazione del comportamento delle infrastrutture elettriche. Dal punto di vista della valutazione di dependability e performability e della valutazione di interdipendenze, i modelli esistenti non risultano completamente soddisfacenti. Ognuno dei modelli visti presenta margini di miglioramento, anche considerando il diverso orientamento degli stessi rispetto agli scopi che questo lavoro si prefigge. Infatti, gli aspetti di dependability sono considerati solo in modo ridotto dai modelli esistenti; non si ravvisa un esplicito riferimento in tal senso in nessuno di essi. Questo vale anche per la gestione delle interdipendenze.

Considerando gli scopi e le motivazioni che hanno portato alla creazione dei modelli suddetti, questo non costituisce sorpresa. Questi modelli (CASCADe, OPA) hanno generalmente come obiettivo primario la riproduzione dei fenomeni di blackout al fine di valutarne l'evoluzione, i fattori di rischio, le cause scatenanti. Solo in pochi casi (Nedic) c'è un certo orientamento a tematiche proprie della dependability.

Considerando questa situazione, si è sviluppato un nuovo modello, EIDM1; tale modello è stato successivamente implementato in un simulatore costruito ad-hoc. In questo caso si è considerato sin dalle prime fasi di progetto di trattare in modo esplicito le interdipendenze, con particolare riferimento a

quelle tra infrastruttura elettrica e infrastruttura informatica di controllo. Allo stesso modo, si è posta particolare cura nell'integrare misure di performability nel simulatore, e disegnando il modello in modo che facilitasse ove possibile questo compito.

Prendendo le basi dai modelli esistenti, EIDM1 integra le caratteristiche ritenute di maggior interesse di ognuno di essi. Particolare cura è stata messa nel rendere il modello modulare rispetto al sistema di controllo, studiando misure di performability in grado di permettere di valutare e comparare diverse strategie di riconfigurazione.

Si possono riassumere le caratteristiche fondamentali del lavoro svolto secondo lo schema seguente. EIDM1 ed il relativo simulatore propongono:

- una serie di misure sintetiche di performability in grado di aiutare nella valutazione dei sistemi.
- un modello integrato che comprende gli aspetti di interesse dei maggiori modelli conosciuti al momento della stesura, in modo da fornire avanzamenti rispetto allo stato dell'arte.
- un'estensione dei modelli esistenti considerando aspetti quali la gestione esplicita dell'assestamento spontaneo del sistema a seguito di guasti, ed una trattazione separata del sistema di controllo.

Gli esempi mostrati, anche se semplici, dimostrano come EIDM1 possa essere utilizzato per verificare il comportamento delle infrastrutture elettriche in caso di guasto, oltre che per confermare la legittimità di comportamenti che potrebbero apparire inattesi o erronei ad una prima occhiata. Il modello consente inoltre di rilevare le interazioni tra sistema elettrico e sistema informatico di gestione, come evidenziato nel secondo esempio proposto. EIDM1 è scalabile e può gestire sistemi di complessità significativamente maggiore di quelli proposti nel presente lavoro.

## 7.1 Sviluppi futuri

Le direzioni di sviluppo per EIDM1 e il simulatore che lo implementa riguardano:

- studio di diverse strategie di riconfigurazione:  
Date le caratteristiche del modello proposto una naturale evoluzione è lo studio della strategia ottimale di riconfigurazione in presenza di scenari di guasto di vario tipo.
- riproduzione di ulteriori interdipendenze:  
Un aspetto di particolare interesse riguarda le interdipendenze, con particolare riferimento a guasti in scalata (escalating failures) che dal sistema elettrico affliggono il sistema di controllo e viceversa. La creazione di scenari più realistici prevede inoltre la considerazione delle interdipendenze tra sistemi elettrici e sistemi da esso dipendenti, che determinano ad esempio il carico del sistema elettrico.
- maggiore accuratezza della simulazione degli assestamenti spontanei:  
Il comportamento del sistema in presenza di assestamenti spontanei è un aspetto importante perchè in questa fase si manifestano comportamenti quali guasti nascosti. Una modellazione accurata di questa fase contribuisce ad incrementare la verosimiglianza della simulazione.
- identificazione di ulteriori misure di performability:  
Misure di performability ausiliarie possono rendere maggiormente chiara l'evoluzione del sistema e le criticità che emergono durante le simulazioni. Data la complessità sia dei sistemi sia delle interazioni coinvolte, accade spesso che osservando una sola misura non si riesca ad individuare le caratteristiche proprie in un particolare scenario.
- maggiore efficienza in termini di risorse impiegate per la simulazione.  
Ottimizzazioni per ottenere maggiore velocità di simulazione.

## Appendice A

# Prova di correttezza dell'algoritmo di aggiornamento

L'algoritmo di aggiornamento utilizzato si basa su una visita per livelli del grafo associato al sistema simulato. A sua volta, la divisione in livelli avviene in base ad un algoritmo di marcatura che si basa su una visita in larghezza del grafo associato. La visita in larghezza garantisce una visita di tutti i componenti connessi. L'algoritmo di marcatura può però produrre una marcatura tale che si hanno archi congiungenti nodi di ugual livello. Questo tipo di connessioni può creare problemi descritti nel seguito del paragrafo. L'algoritmo di aggiornamento opera sulla base di una marcatura sicuramente esistente e coerente. Basandosi su una visita, è *completo*, nel senso che considera tutti i componenti connessi. La *correttezza*, ovvero la generazione di uno stato *coerente* si ha per costruzione in quanto la determinazione dei flussi avviene in entrambe le fasi dell'algoritmo sulla base del principio di Kirchoff al nodo. Considerando il nodo  $N$  con  $I$  archi entranti e  $J$  archi uscenti si ha *per costruzione*

$$P_N + \sum_{i \in I} F_{iN} = R_N + \sum_{j \in J} F_{jN}$$

L'unica eccezione deriva dalla presenza di archi congiungenti nodi allo stesso livello. Come descritto in precedenza nella sezione 5.8.3 infatti, la determinazione dell'insieme  $I$  e  $J$  relativo a  $N$  avviene sulla base della differenza di livello tra arco e nodo. Ma un arco congiungente due nodi di pari livello è dunque considerato uscente per *entrambi* i nodi considerati. Serve dunque un criterio per risolvere l'ambiguità. Il criterio adottato è il seguente

- si *ignorano* gli archi congiungenti nodi di pari livello durante la ripartizione dei flussi in entrambe le fasi dell'algoritmo di aggiornamento.

Questa scelta non crea problemi di coerenza dello stato, ma può creare di correttezza perchè è possibile che un nodo venga erroneamente ignorato nella ripartizione del flusso.

- L'errore descritto nel punto precedente si può verificare solo se l'arco che congiunge due nodi di pari livello è **l'unico** arco che congiunge due nodi.
- Per costruzione, **non si può verificare che** un nodo  $N$  connesso da un solo arco  $A$  con un altro nodo  $P$  abbia  $M(N) = M(P)$  dove  $M(X)$  è la marcatura del nodo  $X$ . L'unica possibilità che si verifichi questa condizione è che la marcatura del grafo associato non sia stata aggiornata in seguito ad una variazione del sistema.
- L'algoritmo di aggiornamento garantisce la *freschezza* della marcatura rinnovandola prima di ogni sua esecuzione.

Si verifica quindi che l'algoritmo di aggiornamento può definirsi completo e corretto nel senso sopra descritto.



## Appendice B

# Specifica del formato dei file di configurazione

### B.1 Specifica degli elementi comuni dei file di configurazione

- \* definizione di commento
  - composto da
    - \* un numero arbitrario di spazi
    - \* carattere di '#'
    - \* stringa di caratteri
- \* stringa di caratteri
  - una qualunque combinazione di
    - \* carattere ASCII stampabile
- \* spaziatura:
  - una qualunque combinazione di
    - \* carattere ASCII di tabulazione orizzontale
    - \* carattere ASCII di spazio orizzontale
- \* chiave-valore
  - composta da:
    - \* chiave
    - \* '='
    - \* valore
- \* chiave
  - composta da
    - \* stringa di caratteri

- \* valore
  - composto da
  - \* '('
  - \* tupla
  - \* ')'
  
- \* tupla
  - composta da una sequenza arbitraria di
  - \* valore-tupla
  - \* ','
  
- Note:
  - si omette ',' dopo l'ultimo valore-tupla
  - una tupla puo' contenere valori di tipo non omogeneo
  
- \* valore-tupla
  - composto da
  - \* dipendente dal contesto (specificato ove richiesto)

## B.2 Specifica del file di definizione degli elementi

- \* file di configurazione
  - composto da una qualunque combinazione di
    - definizioni di commento
    - definizioni di elemento
  
- \* definizione di elemento
  - composta
    - \* tipo
    - \* identificatore-nodo
    - \* valore-costo
    - \* valori-operativi
    - \* valori-guasto
    - \* valori-extra
  
  - Note:
    - i campi della definizione devono essere separati da spaziature.
    - la definizione deve essere compresa in una riga di testo ASCII.
  
- \* tipo
  - esattamente uno di
    - \* 'hub'
    - \* 'plant'
    - \* 'line'
    - \* 'customer'
  
- \* identificatore
  - esattamente uno di
    - \* stringa di caratteri
  
- \* valore-costo
  - composto da
    - \* chiave-valore
      - dove
        - \* chiave = 'cost'
      - \* valore
        - \* qualunque numero intero maggiore o uguale di zero
        - \* qualunque numero intero maggiore o uguale di zero
        - \* qualunque numero intero maggiore o uguale di zero
  
- \* valori-operativi

```

composto da
* chiave-valore
  dove
  * chiave = 'specs'
  * valore
    * qualunque numero intero maggiore o uguale di zero
    * qualunque numero intero maggiore o uguale di zero
    * qualunque numero intero maggiore o uguale di zero

* valori-guasto
  composto da
  * chiave-valore
    dove
    * chiave = 'fail-specs'
    * valore
      * qualunque numero reale maggiore o uguale di zero
      * qualunque numero reale maggiore o uguale di zero
      * qualunque numero reale maggiore o uguale di zero

* valori-extra
  composto da una qualsiasi sequenza di
  * chiave-valore
    dove
    * chiave = stringa di caratteri
    * valore
      non specificato (dipendente dal contesto)

```

Gli identificatori usati per gli elementi devono essere coerenti con quelli usati per specificare le interconnessioni. Per l'identificatore, è ammesso qualsiasi carattere ASCII stampabile ad eccezione delle spaziature. Il campo 'valori extra' può essere usato per fornire valori aggiuntivi a determinati elementi, ad esempio impostando il limite di variabilità del carico per gli impianti.

Se il simulatore incontra un campo 'valori-extra' sconosciuto o privo di senso per la definizione di un dato elemento, lo ignorerà silenziosamente.

La corrispondenza tra valori e parametri degli elementi è la seguente:

- il valore del campo 'valore-costo' si riferisce agli indici di costo usati in 2.9 calcolare le misure di performance. Il primo valore indica il costo unitario in caso di mancata disponibilità di energia; il secondo valore indica il costo unitario di produzione per unità di energia; il terzo ed ultimo valore indica il guadagno in caso di soddisfazione dei requisiti.
- i valori del campo 'valori-operativi' rappresentano rispettivamente la Richiesta  $R$ , la Produzione  $P$  e la capacità  $C$  dell'elemento definito.

- i valori del campo 'valori-guasto' rappresentano rispettivamente **la media, la varianza** e la **probabilità di propagazione** dei guasti.

Nel caso di definizione di elementi di tipo *impianto*, si **richiede** la definizione di un *valore-extra*:

```
* valore-variazione-impianto
  composto da
  * chiave-valore
    dove
    * chiave = 'flow-rate'
    * valore
      * qualunque numero intero maggiore o uguale di zero
      * qualunque numero intero maggiore o uguale di zero
```

In questo caso i valori del campo specificano rispettivamente il numeratore ed il denominatore del rapporto massimo di variabilità del carico tollerato dall'impianto definito.

## B.3 Specifica delle interconnessioni

La specifica delle interconnessioni avviene mediante file di configurazione la cui specifica è la seguente:

- \* file di configurazione
  - composto da una qualunque combinazione di
    - definizioni di commento
    - definizioni di connessioni
- \* definizione di connessione
  - composto da
    - identificatore di nodo
    - identificatore di linea
    - identificatore di nodo
- \* identificatore di nodo
  - composto da
    - stringa di caratteri
- \* identificatore di linea
  - uno tra
    - 'AUTO'
    - stringa di caratteri

Gli identificatori di linea e di nodo utilizzati per specificare le interconnessioni devono corrispondere a nomi simbolici di elementi effettivamente presenti nel sistema simulato, o il simulatore produrrà un errore nel caricamento. L'identificatore 'AUTO' permette di abbreviare nomi di linea. Se il simulatore caricando il file di configurazione trova 'AUTO' come identificatore di linea lo sostituisce automaticamente con il nome 'IdentificatoreNodoSinistro-IdentificatoreNodoDestro'; ad esempio la riga

```
un_nodo AUTO altro_nodo
```

verrà automaticamente espansa in

```
un_nodo un_nodo-altro_nodo altro_nodo
```

## B.4 Specifica delle condizioni di attivazione del sistema di controllo

- \* file di configurazione
  - composto da una qualunque combinazione di
    - definizioni di commento
    - definizioni di condizioni

- \* definizione di condizione
  - composta da
    - nome
    - modo
    - azione
    - separatore
    - gruppo
    - predicato

- \* nome
  - composto da
    - stringa di caratteri

- \* modo
  - esattamente uno di
    - 'activate'
    - 'execute'

- \* azione
  - composto da
    - stringa di carattere

- \* separatore
  - composto esattamente da
    - 'if on'

- \* gruppo
  - esattamente uno di
    - 'elements'
    - 'plants'
    - 'lines'
    - 'customers'

- \* predicato
  - composto da

- variabile
- operatore
- costante-numerica

\* variabile

esattamente uno di

- 'cost'
- 'cost\_peak'
- 'disabled'
- 'overloaded'

\* operatore

esattamente uno di

- '<'
- '>'
- '='
- '<='
- '>='

Un esempio di condizione del sistema di controllo è la seguente:

```
always: activate default if on elements disabled >= 1
```

Il nome simbolico della condizione è usato per distinguere le condizioni; l'unica restrizione imposta è che ogni nome di condizione sia univoco in una esecuzione del simulatore. Il *modo* della simulazione determina l'influenza della condizione, qualora verificata, sulle informazioni raccolte. Una condizione che specifica **activate** richiede di reimpostare a zero i valori dello storico delle informazioni dopo l'esecuzione. Una condizione che specifica **execute** lascia lo storico delle informazioni immutato dopo la sua esecuzione.

Il campo *azione* specifica il riconfiguratore da applicare quando la condizione è verificata. Il valore del campo deve corrispondere al nome simbolico del riconfiguratore. Il simulatore prevede la possibilità di elencare i nomi dei riconfiguratori disponibili.

Il campo *gruppo* specifica il sottoinsieme di informazioni da considerare, contro cui verificare il *predicato* che conclude la condizione.

Un *predicato* valido è una qualunque espressione logica che sfrutta gli operandi sopra elencati avente a primo membro un qualsiasi gruppo tra quelli elencati e a secondo membro una qualsiasi costante intera positiva arbitraria. L'intera condizione è verificata se il predicato specificato lo è a sua volta verificato.



## Appendice C

### Stato iniziale per l'esperimento sulla rete a 23 nodi

CB14 100	PN03 255	CB07 100	LN02 255
CB15 100	PN01 255	CB06 100	LN03 255
CB16 100	PN06 200	CB05 100	LN01 255
CB17 100	PN04 255	PB05 135	LB32 55
CB10 100	PN05 0	PB02 180	CB22 100
CB11 100	LB35 100	PB03 0	LB06 0
CB12 100	LB34 200	CB01 100	LB24 255
CB13 100	LB19 0	PB01 255	LB25 100
CB18 100	LB18 235	LB05 100	LB26 55
CB19 100	LB31 200	CB21 100	LB27 0
CB04 100	LB30 10	CB20 100	LB20 80
LB02 45	LB15 100	CB09 100	LB21 180
CB03 100	LB14 100	CB08 100	LB22 100
LB04 255	LB17 0	PB06 255	LB23 0
LB01 155	LB16 0	CB23 100	LB33 0
CB02 100	LB11 0	LB07 0	LB08 0
PB04 255	LB10 55	LN06 200	LB09 65
LB03 55	LB13 135	LN04 255	LB28 100
PN02 255	LB12 155	LN05 0	LB29 35

# Riepilogo degli acronimi e dei simboli

acronimo	significato
SPTDE	Sistema di Produzione, Trasmissione e Distribuzione dell'Energia Elettrica
SPEE	Sistema di Produzione dell'Energia Elettrica
STEE	Sistema di Trasmissione dell'Energia Elettrica
SDEE	Sistema di Distribuzione dell'Energia Elettrica
SP	Sistema di Protezione dell'infrastruttura elettrica (incorporato negli specifici componenti)
SC	Sistema di Controllo dell'infrastruttura elettrica

Tabella C.1: riepilogo degli acronimi utilizzati nella sezione e nel resto del documento.

simbolo	significato
$S$	insieme degli impianti connessi al sistema al tempo $t$
$L$	insieme delle sottostazioni di interconnessione con il sistema di distribuzione connesse al sistema al tempo $t$
$N$	insieme delle $L$ sottostazioni e delle $M$ linee di conduzione connessi al sistema al tempo $t$ .
$P_i$	variabile aleatoria che rappresenta la produzione di corrente dell' $i$ -esimo impianto al tempo $t$ .
$F_j$	variabile aleatoria che rappresenta la quantità di corrente effettivamente ricevuta dall'elemento $j$ -esimo al tempo $t$ .
$R_j$	richiesta (costante) di corrente del carico $j$ -esimo.
$L_i^F$	limite (costante) di corrente che l'elemento $i$ -esimo può sopportare in condizioni operative normali.
$B_x^N$	guadagno (costante) associato all'elemento $x$ -esimo di tipo $N$ . Quindi: $B_j^L$ guadagno associato alla $j$ -esima sottostazione;
$C_x^N$	costo (costante) associato all'elemento $x$ -esimo di tipo $N$ .
$C_i^S$	costo associato all' $i$ -esimo generatore;
$C_j^L$	costo associato alla $j$ -esima sottostazione;
$H$	insieme degli stati del sistema.
$J_h$	variabile aleatoria che rappresenta il tempo che il sistema trascorre nell' $h$ -esimo stato.
$I_j$	variabile aleatoria che vale 1 se al tempo $t$ fissato $F_j = R_j$ , 0 altrimenti.
$P_i^h, F_j^h, R_j^h$	equivalenti di $P_i, F_i, R_i$ nello stato $h$ -esimo.

Tabella C.2: riepilogo del significato dei simboli utilizzati nella formulazione delle misure di performability di interesse.

simbolo	significato
$0 \leq i \leq I = N$	numero dei nodi nel sistema;
$0 \leq j \leq J = L$	numero degli archi nel sistema;
$A$	matrice di incidenza del grafo del sistema di dimensioni $J \times I$ .
$A'$	A trasposta
$P_i$	valore di Produzione massimo al nodo $i$ -esimo (0 se il nodo $i$ -esimo <i>non</i> è un impianto)
$R_i$	valore di Richiesta massima al nodo $i$ -esimo (0 se il nodo $i$ -esimo <i>non</i> è una sottostazione)
$x_j$	valore di flusso di corrente sulla linea (arco) $j$ -esima.
$p_i$	valore di Produzione <i>attuale</i> al nodo $i$ -esimo (come per $P_i$ ).
$r_i$	valore di Richiesta <i>attuale</i> al nodo $i$ -esimo (come per $R_i$ ).
$x$	vettore riga degli $x_j$ .
$p, r$	vettori colonna rispettivamente dei $p_i, r_i$ .
$P, R$	vettori colonna rispettivamente dei $P_i, R_i$ .

Tabella C.3: riepilogo del significato dei simboli utilizzati nel problema di PL utilizzato dal riconfiguratore di default.

misura	significato
$T$	durata della vita del sistema a seguito dell'iniezione di guasto
$B_i (i \in 0, \dots, N)$	numero di sottostazioni in blackout al termine della simulazione
$H_t$	rappresenta il guadagno al tempo $t$ dovuto al soddisfacimento della richiesta da parte delle sottostazioni.
$G_{[0,t]}$	rappresenta la misura accumulata di $H_t$ in tutti gli stati attraversati dal sistema.
$Y_t$	rappresenta il costo al tempo $t$ a carico del sistema a causa di blackout.
$V_{[0,t]}$	rappresenta la misura accumulata di $V_t$ in tutti gli stati attraversati dal sistema.
$R_{[0,t]}$	misura sintetica corrispondente a $G_{[0,t]} - V_{[0,t]}$
$S_t$	rappresenta il costo al tempo $t$ a carico del sistema a causa di sovraccarico sugli elementi.
$Q_{[0,t]}$	rappresenta la misura accumulata di $S_t$ in tutti gli stati attraversati dal sistema.

Tabella C.4: riepilogo delle misure di interesse considerati

# Bibliografia

- [1] James Peerenboom: *Infrastructure interdependencies: overview of concepts and terminology*
- [2] A. Avizienis, J. C. Laprie, B. Randell, C. Landwehr, *Basic Concepts, and Taxonomy of Dependable and Secure Computing*, IEEE Transactions on Dependable and Secure Computing, 1/1 Gennaio-Marzo 2004.
- [3] The IEEE 118 bus network model: <http://www.ee.washington.edu/research/pstca/>
- [4] Jie. Chen, James. S. Thorp: *A Reliability study of transmission system protection via a hidden failure DC load flow model*, Pubblicazione N.488 della conferenza *Power System Management and Control*, 2002.
- [5] Benjamin A. Carreras, Vickie E. Lynch, Ian Dobson, David E. Newman: *Critical points and transitions in a power transmission model*, *Chaos* volume 12 numero 4, Dicembre 2002.
- [6] Benjamin A. Carreras, Vickie E. Lynch, Ian Dobson, David E. Newman: *Dynamics, Criticality and Self-Organization in a Model for Blackouts in Power Transmission Systems*, durante la conferenza *Hawaii International Conference on Systems Sciences*, Hawaii, Gennaio 2002.
- [7] Ian Dobson, Jie Chen, James S. Thorp, Benjamin A. Carreras, David E. Newman: *Examining criticality of blackouts in power system models with cascading events*, durante la conferenza *Hawaii International Conference on System Sciences*, Gennaio 2002.
- [8] Jie Chen, James S. Thorp, Ian Dobson: *Cascading dynamics and mitigation assesment in power system disturbances via a hidden failure model*, Electrical power & Energy Systems 2005 (inviato, rivisto e accettato nel 2004)
- [9] Ian Dobson, Benjamin A. Carreras, David E. Newman: *A probabilistic loading-dependent model of cascading failure and possible implications*

for blackouts, durante la conferenza *Hawaii International Conference on System Sciences*, Gennaio 2003.

- [10] Benjamin A. Carreras, Vickie E. Lynch, Ian Dobson, David E. Newman: *Dynamical and probabilistic approaches to the study of blackout vulnerability of the power transmission grid*, durante la conferenza *Hawaii International Conference on System Science*, 2004.
- [11] David E. Newman, Benjamin A. Carreras, Vickie E. Lynch, Ian Dobson: *The Impact of Various Upgrade Strategies on the Long-Term Dynamics and Robustness of the Transmission Grid*, conferenza *Electricity transmission in deregulated markets* presso la Carnagie Mellon University, Pittsburgh, USA, 2004.
- [12] Daniel S. Kirschen, Dilan Jayaweera, Dusko P. Nedic, Ron N. Allan: *A Probabilistic Indicator of System Stress*, in *Ieee transactions on power systems*, vol. 19, no. 3, Agosto 2004.
- [13] Dusko P. Nedic, Ian Dobson, Daniel S. Kirschen, Benjamin A. Carreras, Vickie E. Lynch: *Criticality in a Cascading failure blackout model*, quindicesima conferenza *Power Systems Computation*, Liegi, Belgio, 2005.
- [14] Ian Dobson, Benjamin A. Carreras, David E. Newman: *A Loading-Dependent Model of Probabilistic Cascading Failure*, in *Probability in the Engineering and Informational Sciences*, 19, 2005.
- [15] Ian Dobson, Benjamin A. Carreras, Vickie E. Lynch, Bertrand Nkei, David E. Newman: *Estimating Failure Propagation in Models of Cascading Blackouts*, in *Probability in the Engineering and Informational Sciences*, 19, 2005.
- [16] Dusko P. Nedic: *Simulation of Large Systems Disturbances* thesis submitted to the University of Manchester Institute for Science and Tecnology (Dept. of Electrical Engeneering and Electronics).
- [17] A. M. Law, W. D. Kelton: *Simulation Modeling and Analysis*, McGraw-Hill, 2000.